

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Реконструкция дожимных насосных станций в условиях цеха подготовки и перекачки нефти»

УДК 622.276.8:622.276.53-048.37

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-БЗА	Дегтярёв В.В.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Радюк К.Н.	Ассистент ОНД ИШПР		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Макашева Ю.С.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Немцова О.А.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		

**Требования к результатам освоения программы бакалавриата
21.03.01. Нефтегазовое дело**

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).</i>
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).</i>
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).</i>
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).</i>

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромыслового оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, , ПК-19, ПК20, ПК-21, ПК-22).
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е).
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13),

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".



Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП ОНД ИШПР

(Подпись) (Дата) Брусник О.В.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б3А	Дегтярёву Владимиру Викторовичу

Тема работы:

«Реконструкция дожимных насосных станций в условиях цеха подготовки и перекачки нефти»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

01.06.2018г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на

Объектом исследования является система транспорта нефти и газа Муравленковского месторождения, реконструкция системы транспорта, установка и ликвидация оборудования в связи с изменившимися условиями.

окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).		
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>		Необходимо изучить методы подбора и расчета оборудования, пропускную способность трубопроводов, затраты на введение нового оборудования, экономический эффект от оптимизации и реконструкции объекта
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>		
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>		
Раздел	Консультант	
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Макашева Юлия Сергеевна, ассистент	
«Социальная ответственность»	Немцова Ольга Александровна, ассистент	
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:		

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	18.05.2018г
--	-------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Радюк Карина Нуржановна	Ассистент ОНД ИШПР		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б3А	Дегтярёв Владимир Викторович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-263А	Дегтярёву Владимиру Викторовичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования и область его применения.	<i>Дожимные насосные станции находятся на территории Ямало-Ненецкого АО, местность заболоченная, равнинная. Климат резко-континентальный, характеризуется суровой, продолжительной зимой, и коротким теплым (иногда жарким) летом. Объект предназначен для транспортировки углеводородов от месторождения до центрального пункта сбора. Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность. 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации дожимных насосных станций.	<i>Вредные факторы 1. Климатические условия 2. Повышение уровня шума 3. Повышение уровня вибрации 4. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны 5. Недостаточная освещенность рабочей зоны</i>
1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:	<i>Опасные факторы 1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные). 2. Высокое давление в сосудах и трубопроводах 3. Взрывоопасность и пожароопасность. 4. Электрический ток.</i>
2. Экологическая безопасность	<i>При реконструкции объекта воздействия оказывают как производственные процессы, так и объекты постоянного и</i>

	<p>временного назначения</p> <p>Реконструкция объектов сопровождается:</p> <ul style="list-style-type: none"> - загрязнением атмосферного воздуха; - нарушением гидрогеологического режима; - загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод; - повреждением почвенно-растительного покрова; изъятием земель; - уничтожением лесных массивов
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Чрезвычайные ситуации при реконструкции ДНС могут возникнуть в результате внезапной разгерметизации трубопроводов, РВС, возникновения взрыва и развития пожара</p>
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	<p>СНиП 2.04.05-91. СНиП 23-05-95. СанПиН 2.2.4.548-96. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. СНиП 21 -01 -97. СанПиН 2.2.2/2.4. 1340-03. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. ПБ08-37-2005. ПБ 13-407-01. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	16.03.2018г
--	-------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Немцова О.А.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-263А	Дегтярёв Владимир Викторович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-263А	Дегтярёву Владимиру Викторовичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Рабочая документация, расчет финансовых потерь в соответствии с проектными показателями
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Принять нормы математическая расходования ресурсов сразу согласно первым государственных единых диаметромсметных норм
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	...
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	...
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Выполнить оценку ресурсоэффективности от внедрение измененной системы транспорта нефти и газа до ЦПС, рассчитать себестоимость нефти при новой системе транспорта.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. Альтернативы проведения НИ
4. График проведения и бюджет НИ
5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	18.03.2018г
--	-------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Макашева Ю.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-263А	Дегтярёв Владимир Викторович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 104 с., 5 рис., 18 табл., 20 источников.

Ключевые слова: реконструкция, насосное оборудование, РВС, система транспорта, экономический эффект, обводненность.

Объектом исследования является (ются) Дожимные насосные станции, ЦПС

Цель работы – анализ существующей системы транспорта нефти и газа, предлагаемые технические решения по реконструкции, экономический эффект от внедрения новой системы транспорта

В процессе исследования проводились расчеты толщины стенки РВС, расчеты толщины стенки трубопровода, расчет на прочность и устойчивость. Рассмотрены вопросы ввода-вывода насосного оборудования, РВС. Приведены мероприятия по охране труда и безопасности строительства, охране окружающей среды, технико-экономическая часть.

В результате исследования была предложена измененная схема транспорта нефти до ЦПС с выводом из технологической схемы насосного оборудования, с вводом аварийного РВС как технологического, произведен расчет насосов, трубопроводов и РВС.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: технология и организация выполнения работ, подготовительные работы, земляные работы, монтаж трубопровода, сварочно-монтажные работы РВС.

Степень внедрения: В процессе работы приведены краткие сведения о Муравленковском месторождении. Рассмотрены характеристики месторождения, погодные условия, вредные и опасные факторы среды.

Экономическая эффективность, значимость работы: после реконструкции годовой экономический эффект от экономии электроэнергии и снижения издержек составляет 49743 тыс.руб.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей работе используются ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 12.0.003-74. Опасные и вредные производственные факторы.

Классификация.

ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность.

ГОСТ 12.1.005.88. Санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

ГОСТ 12.1.038-82. Система стандартов безопасности труда.

Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений.

СНиП 3.01.01 -85* Организация строительного производства.

Перечень сокращений, условных обозначений, символов, единиц и терминов

- 1) ДНС – дожимная насосная станция
- 2) УПСВ – установка предварительного сброса воды
- 3) КНС – кустовая насосная станция
- 4) ЦПС – центральный пункт сбора
- 5) КИП – контрольно-измерительные приборы
- 6) БЕ – буферная емкость
- 7) ГПЗ – газоперекачивающий завод
- 8) ГС – газовый сепаратор
- 9) ГИС – гидродинамические исследования скважин
- 10) УПН – установка подготовки нефти
- 19) ЕТБ – единый технический блок

Содержание

Реферат.....	10
Введение.....	14
1 Геолого-физическая характеристика Муравленковского	
Месторождения.....	15
1.1 Общие сведения о районе работ.....	16
1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза.....	19
1.3 Общая характеристика продуктивных пластов.....	21
1.4 Свойства пластовых жидкостей и газов.....	26
2 Динамика и состояние разработки Муравленковского	29
месторождения.....	29
2.1 Анализ состояния разработки.....	29
2.2 Состояние разработки месторождения и фонда скважин.....	30
3 Технологическая часть.....	31
3.1 Обзор и анализ существующей системы сбора.....	31
3.2 Существующая система сбора и подготовки нефти.....	37
3.3 Деэмульгаторы, применяемые для разрушения нефтяных	
эмульсий.....	44
4 Предлагаемая схема ДНС-УПСВ.....	47
4.1 Расчет объемов нефти и пластовой воды по ДНС-2.....	54
4.2 Расчет объемов нефти и пластовой воды по ДНС-5.....	55
4.3 Расчет объемов нефти и пластовой воды по ДНС-6.....	56
4.4 Тепловая нагрузка печей для подогрева сырой нефти.....	59
4.5 Расчет времени отстоя при предварительном сбросе воды.....	62

					Реконструкция дожимных насосных станций цеха подготовки и перекачки нефти		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Дегтярёв В.В..			Содержание	Лит.	Лист
Руковод.		Радюк К.Н..					12
Консульт.							104
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				ТПУ гр. 3-2Б3А	

4.6 Гидравлический расчёт трубопровода приёма насосов по перекачке подтоварной воды из РВС на очистные сооружения.....	65
4.7 Расчет толщины стенки резервуара на прочность	67
4.8 Расчет экономии электроэнергии при реконструкции ДНС – 1,2,5,6.....	71
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	73
5.1 Характеристика деятельности «Газпромнефть-Муравленко».....	73
5.1.1 Производственная структура «Газпромнефть-Муравленко».....	74
5.1.2 Анализ технико-экономических показателей филиала «Газпромнефть-Муравленко».....	76
5.2 Расчет себестоимости процесса подготовки нефти.....	79
5.3 Расчет годового экономического эффекта.....	82
6 Социальная ответственность.....	84
6.1 Анализ вредных факторов при реконструкции опасного производственного объекта.	85
6.2 Анализ опасных факторов при реконструкции опасного производственного объекта.....	89
6.3 Экологическая безопасность.....	94
6.4 Безопасность при чрезвычайных ситуациях.....	96
6.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	98
Заключение.....	99
Список литературы.....	102

Введение

Сегодня «Газпромнефть-Муравленко» является одним из основных добывающих активов, вторым по уровню добычи среди всех добывающих подразделений Компани «Газпром нефть».

Эксплуатируемая площадь Филиала составляет более 400 кв. километров. Основными видами деятельности предприятия являются разработка, добыча и подготовка углеводородного сырья. Эксплуатационный фонд предприятия составляют более 4000 скважин, 2500 из них - добывающие.

Предприятие осваивает 13 месторождений. В фонде «Газпромнефть-Муравленко», наряду с новыми месторождениями, находятся нефтепромыслы последней стадии разработки с естественно снижающейся отдачей углеводородного сырья. Для более эффективного недропользования на таких месторождениях применяются самые современные геолого-технические мероприятия, передовые технологии разведки и добычи.

Ежемесячно «Газпромнефть-Муравленко» добывает порядка 702 тысяч тонн нефти, 400 миллионов кубометров природного газа, извлекает из нефти около 160 миллионов кубометров попутного нефтяного газа. Постоянный процесс применения собственных инновационных решений на всех стадиях производства позволяет повышать эффективность работы Филиала.

«Газпромнефть-Муравленко» состоит из 16 цехов:

- 9 Цехов добычи нефти и газа;
- 3 Цеха подготовки и перекачки нефти;
- Цех текущего обслуживания и ремонта трубопроводов;
- Цех ремонта и обслуживания нефтепромыслового оборудования

					Реконструкция дожимных насосных станций в условиях цеха подготовки и перекачки нефти			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Дегтярёв В.В.				Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Радюк К.Н.						14	103
Консульт.						ТПУ гр. 32Б3А		
Рук-ль ООП	Брусник О.В.							

- Цех поддержания пластового давления;
- Цех сбора, подготовки и транспорта газа;
- Цех химического анализа.

Перспективы Филиала возложены на дальнейшее освоение Еты-Пуровского месторождения, разработку Северо-Янгтинского месторождения, бурение Сугмутского, Крайнего, Романовского и Восточно-Пякутинского месторождений.

На ряде лицензионных участков идут геологоразведочные работы (на Валынтойском, Южно-Пямалияхинском, Южно-Пурпейском, Северо-Романовском). В ближайшей перспективе начнется разработка Валынтойского и Северо-Романовского нефтяных месторождений.

Новый импульс развития «Газпромнефть-Муравленко» получил 5 сентября 2009 года, когда председатель правления ОАО «Газпром нефть» Александр Дюков торжественно заложил строительство промысла сеноманской газовой залежи.

«Газпромнефть-Муравленко» является градообразующим предприятием и берет на себя большие обязательства перед населением города Муравленко, в том числе осуществляет благотворительную деятельность, направленную на содействие развитию творческого потенциала молодежи, поддержке талантливых коллективов и общественных объединений. Особое внимание «Газпромнефть-Муравленко» уделяет помощи социально-незащищенным слоям населения.

Общая численность работников предприятия – около 3 000 человек.

Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений с преимущественным применением метода поддержания пластового давления закачкой воды неизбежно ведет к неуклонному повышению обводненности продукции нефтегазодобывающих скважин. На поздней стадии разработки

					Введение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

месторождения значение процента обводненности достигает 90 % и выше. Это обстоятельство влечет за собой вынужденное перелопачивание огромных объемов попутно добываемой пластовой воды до товарных парков промыслов, где происходят процессы обезвоживания и обессоливания нефти, а также подготовка воды для обратной закачки в пласт. Если учесть что месторождения весьма разбросаны на огромных площадях и расстояниях друг от друга, то становятся понятным размеры затрат на перекачки балластных вод до установок подготовки нефти, а после соответствующей подготовки до кустовых насосных станций систем ППД и нагнетательных скважин.

Имеется один лишь способ сокращения этих не производительных затрат на перекачки – это организация предварительного отделения пластовых вод в непосредственной близости от мест добычи и обратной закачки вод в продуктивные пласты. По этой причине проблема грамотной организации процесса предварительного сброса при минимальных эксплуатационных затратах является весьма актуальной.

Целью дипломной работы является проведение технико-экономического внедрения установки предварительного сброса воды на ДНС «Газпромнефть-Муравленко»

					Введение	Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 Геолого-физическая характеристика Муравленковского месторождения

1.1 Общие сведения о районе работ

Муравленковское месторождение расположено в северной части Сургутского свода в Пуровском районе Ямало-Ненецкого АО Тюменской области. Месторождение приурочено к водоразделу рек Пурпе и Пякупур. В орогидрографическом отношении район представляет собой озёрно-аллювиальную равнину, заболоченную и залесённую, изрезанную сетью долин многочисленных притоков рек Пурпе и Пякупур. Абсолютные отметки рельефа колеблются от +80 м на севере до +110 м на юге над уровнем моря. Климат района – резко континентальный с суровой продолжительной зимой и коротким летом. Температура января падает до минус 55°С, в летние месяцы достигает 37°С. Общее количество осадков в год достигает 350-500 мм. Глубина снежного покрова до 1 м. Максимальная глубина промерзания грунта на открытых участках 3 м. В районе месторождения наблюдается развитие многолетних мерзлотных пород, кровля которых залегает на глубинах 190-217 м. Толщина их достигает 125-170 м[4].

Ближайшие населённые пункты города Муравленко и Ноябрьск. Сообщение между населёнными пунктами, в основном, авиатранспортом и по бетонным дорогам круглогодично автотранспортом. В настоящее время основным видом сообщения стала железная дорога Тюмень – Уренгой, параллельно которой проходит трасса газопроводов Уренгой – Челябинск – Новополоцк. Ближайший нефтепровод – Холмогорское – Федоровское – Сургут – Омск. Электроснабжение осуществляется по линии электропередач от Сургутской ГРЭС.

					Геолого-физическая характеристика месторождения		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Дегтярёв В.В.				Общие сведения о районе работ	Лит.	Лист
Руковод.	Радюк К.Н.						Листов
Консульт.							17
Рук-ль ООП	Брусник О.В.						104
						ТПУ гр. 3-2Б3А	

Базовый город месторождения – Муравленко.

В районе выявлены месторождения строительных песков, песчано-гравийных смесей, а также глин, пригодных для производства кирпича.

Водоснабжение работающих буровых осуществляется в основном из естественных источников – рек, ручьёв, озёр. Поверхностные воды не могут служить источником хозяйственно-питьевого водоснабжения, так как подвержены загрязнению и требуют дополнительной очистки. Для этих нужд практический интерес представляют воды гидрогеологического этажа, залегающие в континентальных песчано-глинистых отложениях олигоцен-четвертичного возраста на глубине от 80 до 120 м. мощностью до 190 м. Воды пресные с минерализацией 0,02 – 0,05 г/л. Солевой состав преимущественно гидрокарбонатный, кальциево-магниевый. Удельный дебит скважин вполне обеспечивает потребности в хозяйственно-питьевом водоснабжении.

В промышленную эксплуатацию месторождение введено в 1982 году по технологической схеме разработки, утверждённой ЦКР (протокол № 929 от 23.10.1981 г.).

					Геолого-физическая характеристика месторождения	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

На Муравленковском месторождении вскрыты породы от юрских до четвертичных отложений, которые представлены переслаиванием песчано-алеврито-аргиллитовыми породами, которые расчленяются согласно унифицированной стратиграфической схемы 1978г. (г. Тюмень, ЗапСибНИГНИ).

Согласно тектонической схеме Муравленковское месторождение приурочено к Янгтинскому поднятию, расположенному в южной части Танловского мегавала. По данным сейсморазведки размеры Янгтинской структуры в пределах изогипсы 2975 м. составляют 26,8 x 11,5 км, амплитуда её 50 м. Структурные планы по отражающему горизонту Б и пластов 1БС10, 2БС10, БС11 в основном сходны, отличаясь лишь амплитудами поднятия и углами падения крыльев структур.

Геологоразведочные работы на месторождении проводились в три этапа: первый – предварительная разведка 1971 – 1979г.,

второй – промышленная разведка 1978 – 1983г., по результатам которой произведён подсчёт запасов нефти и газа по промышленным категориям и утверждением их в ГКЗ СССР и передачей месторождения в разработку,

третий – доразведка в процессе эксплуатационного разбуривания.

На данной стадии разведанности месторождения установлено, что отложения глубоко залегающих горизонтов (тюменская, васюганская свиты юрских отложений и ачимовская толща нижнего мела) промышленных скоплений не содержат. Уточнены зоны развития коллекторов и нефтеносность пластов 1БС10 и 2БС10.

Залежь пласта БС11 является основным объектом разработки Муравленковского месторождения, приуроченная к отложениям неокома.

Наиболее высокие отметки кровли нефтенасыщенных коллекторов вскрыты на восточном крыле залежи – 2511,3 (скв. 2181) и 2517,6м (скв. 2192).

К западу происходит погружение, где кровля пласта вскрыта на отметке -

					Литолого-стратиграфическая характеристика разреза	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2582,2 м (скв. 889). Пласт разбурен преимущественно в нефтяной части залежи. Залежь пласта имеет обширную водонефтяную зону - 35,3%, большая часть которой приурочена к западному крылу структуры. ВНК в среднем принимается на отметке 2596 м. С юго-запада на северо-восток ВНК понижается с –2590 м до –2612 м. Залежь пластовая сводовая. Размеры залежи 27,8 x 18,2 км, высота 84,7 м.

Залежь пласта 2БС10 имеет самое сложное строение по сравнению с другими пластами этого месторождения. Он состоит, по-видимому, из многочисленных изолированных зонами замещения линз, которые имеют различный характер насыщения. Колебания отметок ВНК от –2510 м до –2530 м нефтенасыщенная толщина изменяется от 0 до 6 м, в основном около 2 м. По результатам испытания разведочных скважин из пласта 2БС10 получены притоки нефти от 1,3 м³/сут до 80,5 м³/сут и пластовая вода с нефтью, что свидетельствует о слабой нефтенасыщенности. Размеры залежей различной, весьма сложной конфигурации колеблются от 1,7 x 5 км до 7,2 x 18,2 км и расположены они на значительной части месторождения. Залежи литологически экранированные. Получение низких притоков нефти, нефти с водой, частые литологические экраны, малые нефтенасыщенные толщины, низкая категорийность запасов нефти (С1 составляет 61%), низкая насыщенность коллекторов не позволяет выделить его в самостоятельный проект разработки.

Залежь пласта 1БС10. Пласт имеет сложное строение. Представлен преимущественно песчаными породами с прослоями плотных глинистых и карбонатных пород. Число проницаемых прослоев варьирует до 5. В песчаной фракции пласт развит в северо-западной части месторождения. В восточном и южном направлениях пласт замещается на глинисто-алевритовые разности пород.

					Литолого-стратиграфическая характеристика разреза	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

По материалам ГИС и испытания скважин раздел нефть – вода фиксируется на отметках -2484,2 – 2497,2м. На севере он фиксируется на отметке 2490м. Наклон ВНК с юго-востока на северо-запад. Размеры залежи 20,1 х 7,8км, высота 41м. Залежь пластовая сводовая с частичным литологическим экранированием. По результатам испытания разведочных скважин дебиты их по нефти колеблются от 0,4 до 74м³/сут. Отмечается ухудшение ёмкостно-фильтрационных свойств пласта с севера на юг.

Залежь пласта ПК1. Сеноманская залежь газа вскрыта на глубинах 1102,0 – 1156м. Наивысшая отметка кровли коллекторов сеномана - 1002,4 (скв. 2118). Дополнительно по сравнению с предыдущим подсчётом запасов залежь испытана в трёх скважинах, в которых получен газ с дебитами от 1100 до 2499 тыс.м³/сут (скв. 232Р, 250Р, 260Р). По своему составу газ метановый. Для обоснования уровня ГВК по площади принят на отметке –1037 + 2м. Размеры залежи 21,2 х 10,9км, высота 37м. Тип залежи – массивный. Средняя газонасыщенная толщина – 11,4м.

Помимо этих основных залежей имеются небольшие залежи в пластах БС12 и 3БС10, не имеющие промышленного значения из-за малых размеров, небольших нефтенасыщенных толщин, слабой нефтенасыщенности. При испытании их получены незначительные притоки нефти (1-3 м³/сут) с водой. Вскрыты эти залежи в сводовой части поднятия.

1.3 Общая характеристика продуктивных пластов

Промышленная нефтеносность связана с песчаными отложениями (пласты 1БС10, 2БС10, БС11) мегионской свиты валанжинского яруса. Толщина преимущественно песчаных пластов 1БС10, 2БС10, БС11 колеблется от 20 до 40м. Глинистые разделы между ними составляют от 3 до 10 м. Залегают пласты 1БС10, 2БС10, БС11 на глубинах 2600 – 2720м.

Промышленная залежь газа приурочена к верхней части сеноманских отложений (покурская свита) – пласт ПК1, представленного песчаными

					Литолого-стратиграфическая характеристика разреза	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

отложениями и залегающих на глубинах 1100 – 1150 м. Основным объектом разработки Муравленковского месторождения является залежь пласта БС11. Пласт представлен чередованием песчано-алевритовых разностей пород с глинистыми разделами и имеет довольно сложное строение.

С целью уточнения модели пласта, распространения коллекторов была проведена детальная корреляция разрезов скважин по линиям эксплуатационных и нагнетательных рядов по всему месторождению. Построены геолого-стратиграфические разрезы по отдельным участкам залежи. Геологический разрез по пластам БС-10 и БС-11 показан с рисунком 1.1.

По данным профилей выравнивания в разрезе пласта БС11, имеющего общую толщину от 11 до 39 м., можно выделить 3 зональных интервала отделяемые друг от друга выделенными глинистыми разделами: верхний - толщиной 6-14 м., представленный 1-2 песчаными прослоями, характеризующимися высокими ёмкостно-фильтрационными свойствами. Развита повсеместно [4].

Раздел с нижележащим составляет 0-4 м. Средний зональный интервал представлен довольно монолитным песчаным прослоем составляющем от 0 до 20 м. Развита преимущественно в западной части залежи, обладает высокими ёмкостно-фильтрационными свойствами (α -пс – 0,7-0,9). Границу между средним и нижним зональными интервалами можно читать скорее литологической нежели стратиграфической, поскольку нижний зональный интервал представлен коллекторами как расчлененными по разрезу, так и невыдержанными по площади. Характер распространения нефтенасыщенных коллекторов, как по площади, так и по разрезу нижнего зонального интервала, их низкие ёмкостно-фильтрационные характеристики (α пс – 0,35-0,45) не позволяет вовлечь их в активную разработку и, по видимому их следует отнести к пассивным. Наибольшее распространение такие линзовидные коллектора имеют в южной и восточной частях залежи пласта БС11.

					Литолого-стратиграфическая характеристика разреза	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Пласт БС11 имеет толщину от 10 до 39 м. и уменьшается с севера на юг. В этом же направлении и уменьшается с севера на юг. В этом же направлении уменьшается и эффективная толщина.

					Литолого-стратиграфическая характеристика разреза	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

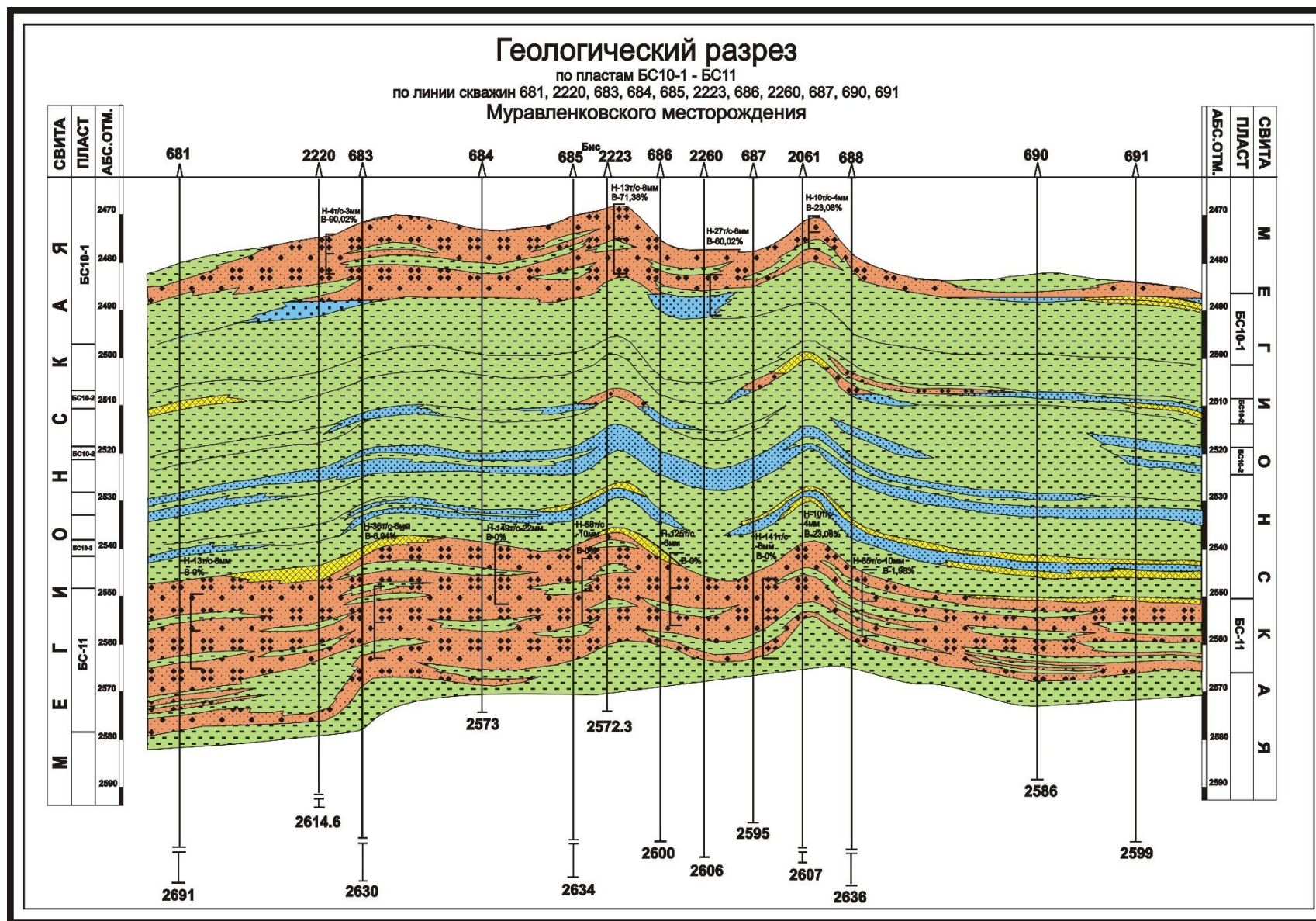


Рисунок 1.1 – Геологический разрез по пластам БС-10, БС-11.

На геолого – статистических разрезах, построенных для различных частей месторождения отмечается снижение ёмкостно-фильтрационных свойств от кровли пласта к подошве.

По данным геофизических исследований скважин исследовано распределение проницаемости по пласту БС11. Отмечено что распределение проницаемости имеет логарифмически нормальное распределение. Исходя из этого были построены карты проницаемости. Наибольшие значения проницаемости характерны для восточной и северной части залежи. Южная часть залежи характеризуется пониженными значениями проницаемости. Среднее значение проницаемости по пласту БС11 по данным ГИС – 33,5мД.

Пласт 2БС10 характеризуется сложным линзовидным строением, расчленённостью проницаемых пропластков. В песчаной фации пласт развит в южной части месторождения, на севере практически полностью замещён глинистыми разностями. Общая эффективная толщина изменяется от 0 до 5м. Локальный линзовидный характер распространения коллекторов обуславливает сложную конфигурацию залежи и колебание отметок ВНК на разных участках. Учитывая сложное геологическое строение, высокую прерывистость и расчленённость, низкие нефтенасыщенные толщины пласт 2БС10 не рекомендуется для разработки самостоятельной сеткой скважин и является возвратным объектом.

Залежь пласта 1БС10 полностью оконтурена скважинами, пробуренными на пласт БС11. Характер распространения коллекторов по площади неравномерен. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0 до 19.8м. Наибольшие толщины приурочены к северной части залежи. Наименьшие, вплоть до замещения в южной части залежи. На севере пласт представлен, как правило, 2-3 проницаемыми пропластками разделёнными невыдержанными плотными пропластками толщиной 1-3 м. В южном направлении, где эффективные толщины составляют 0-2 м коллекторы

					Литолого-стратиграфическая характеристика разреза	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

приурочены к кровельной части пласта. По данным ГИС были построены геолого-статистические разрезы. Отмечено, что распределение проницаемости, нефтенасыщенности α_{nc} по разрезу равномерное. Изменение же относительной доли коллектора происходит от кровли к подошве пласта. По данным ГИС были проанализированы средневзвешенные значения проницаемости по скважинам. Отмечено, что они имеют трёхвершинный характер при распределении. Такой характер распределения отражает зональность в распространении коллекторов по площади. Первая зона – южная – средняя проницаемость - 4 мД, центральная – средняя проницаемость – 13 мД, 3 зона – северная средняя проницаемость 70 мД. В среднем по пласту она составляет 33,1 мД.

1.4. Свойства пластовых жидкостей и газов

На месторождении пластовые нефти отбирались глубинными пробоотборниками типа ПД-3М и ВПП-300 из фонтанирующих скважин при режимах, обеспечивающих приток нефти к точке отбора в однофазном состоянии.

Методическое обеспечение работ проведено в соответствии с требованиями отраслевого стандарта ОСТ 39-112-80. "Нефть, типовые исследования пластовой нефти".

Поверхностные пробы отбирались с устья добывающих скважин. Исследования их проводились в объёме необходимом для подсчёта запасов нефти по действующим государственным стандартам и методикам согласно перечня физико-химических характеристик, определяемых для поверхностных нефтей.

Компонентный состав пластовых, разгазированных нефтей и нефтяного газа определялся методами газожидкостной хроматографии на приборах типа ЛХМ-8МД, ХРОМ-5, ВАРИАН-3700 [5].

					Литолого-стратиграфическая характеристика разреза	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Компонентный состав газа определялся при однократном и дифференциальном (ступенчатом) разгазировании пластовых нефтей.

Глубинные и поверхностные пробы нефтей на Муравленковском месторождении отобраны из пластов 1БС10, 2БС10, БС11, из пласта БС12 только поверхностные пробы. Физические свойства пластовых нефтей исследованы методом однократного разгазирования. На основании выполненных исследований следует, что для нефтей Муравленковского месторождения характер изменения физических свойств нефтей является типичным для залежей, не имеющих выхода на поверхность и окружённых законтурной водой. При погружении залежей пластовое давление и температура повышаются. Нефти всех пластов недонасыщены газом, давление насыщения их значительно ниже пластового и изменяется в диапазоне 9-11 МПа. Всем залежам свойственна закономерность в изменении физических свойств пластовых нефтей – давление насыщения, газосодержание, усадка нефти от сводовых частей к зонам ВНК уменьшаются, соответственно увеличиваются плотность и вязкость нефти.

Данные об изменчивости нефтей по разрезу эксплуатационных объектов месторождения свидетельствуют, что неоднородность нефти в пределах залежи незначительная. Так газосодержание изменяется в пределах 58-70 м³/т, плотность пластовой нефти 780-790 кг/м³, вязкость 1,2-1,38 мПа*с.

Пластовые нефти всех пластов довольно близки между собой по составу. Молярная доля метана в них составляет 24,67-25,4%. Нефть пласта 2БС10 несколько тяжелее, её молярная масса 147 г/моль, содержание углеводородов C₂H₆-C₅H₁₂ составляет 13,46%, а в пласте 1БС10 молярная масса – 136, сумма УВ C₂H₆-C₅H₁₂ 15,28%, в пласте БС11 – 138 и 15,68 соответственно. Количество лёгких УВ C₁H₄ – C₅H₁₂ растворённых в разгазированных нефтях составляет 7,9-11,2%.

					Свойства пластовых жидкостей и газов	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Нефтяной газ стандартной сепарации жирный в нефти пласта 2БС10 (коэффициент жирности 27), и высокожирный в нефти пластов 1БС10 и БС11 (коэффициент жирности 42). Молярная доля метана составляет соответственно 77,63%, 69,54%, 69,81%. Отношение содержания этана к пропану 0,5-0,8 характерные для газов нефтяных залежей. Количество тяжёлых углеводородов $C_{6}H_{14}$ + высшие – 0,46 - (2БС10). Содержание CO_2 незначительно, азота не превышает 1,5%. Свойства пластовой нефти приведены в таблице 1.1

Таблица 1.1– Свойства пластовой нефти Муравленковского месторождения [2].

Показатели			Значени е
Плотность при 20°C, кг/м ²			836,5
Молекулярная масса			195
Кинематическая вязкость при 50°C, мм ² /с			2,34
Температура застывания, °C			минус 3
Кислотное число, мг КОН/г			0,05
Коксуемость, %			1,17
Содержание, %			
-	асфальтенов		0,17
-	смола силикагелевых		5,00
-	парафина		2,33
с температурой плавления, °C			50
-	серы общей		0,25
-	азота		0,10
-	углерода		86,8
-	водорода		12,45
-	кислорода		0,40
-	ванадия, мкг/г		0,80
-	никеля, мкг/г		0,42

2. Динамика и состояние разработки Муравленковского месторождения

2.1 Анализ состояния разработки

Муравленковское месторождение разрабатывается в соответствии с “Проектом разработки Муравленковского месторождения”, выполненной “СибНИИНП” и утвержденной ЦКР МТЭ в 1996 г.

Реализация системы разработки на Муравленковском месторождении в целом позволила достичь проектных показателей по добыче нефти, что обусловлено быстрыми темпами разбуривания, в том числе уплотняющих скважин, освоения ППД и хорошими коллекторскими свойствами пласта БС11.

Согласно последнего проектного документа годовая добыча нефти Муравленковского месторождения в 2016 году составляет 1980,5 тыс.тонн, с начала разработки – 86706 тыс.тонн, фактическая добыча нефти в отчетном году составила 2076,7 тыс.тонн (104,9 %) и накопленная – 85877 тыс.тонн (99,1%). Проектные уровни добычи нефти и отборов жидкости, закачки воды и обводненности выполняются. Действующий добывающий фонд скважин меньше проектного на 91 скважину (14,7 %), фактический дебит нефти ниже проектного на 3,1 т/сут (22,8 %). Фактические дебиты жидкости также ниже проектных показателей на 8,5 т/сут (12,3 %). Ввод новых скважин значительно меньше проектного уровня.

					Динамика и состояние разработки месторождения		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Дегтярёв В.В..			Анализ состояния разработки	Лит.	Лист
Руковод.		Радюк К.Н..					29
Консульт.							104
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				ТПУ гр. 3-2Б3А	

Фактически введена 1 новая скважина, при запроектированных 14. Расхождение вызвано отсутствием эксплуатационного бурения, так как формирование эксплуатационной сетки уже закончено. Дебиты новых скважин выше проектных – 17,1 т/сут при проектных 11 т/сут

2.2 Состояние разработки месторождения и фонда скважин

С начала эксплуатации месторождений добыто 86528,161 тыс.тонн попутной воды, в том числе в 2016 году 11802,663 тыс.тонн. Обводненность по предприятию составила 76,89%, это на 3,29% меньше, чем в 2015 году. Из 855 действующих скважин обводнены 834, т.е. 97,5% .

Около 68% фонда работает с обводненностью 70% и выше [3].

Залежи нефти БС10 и БС11 на Муравленковском месторождении разрабатываются с применением внутриконтурного заводнения как промышленного метода поддержания пластового давления. Заводнение залежи пласта 2БС10 начато в марте 2016 года. В качестве вытесняющего агента используется вода, пресная и подтоварная.

Из залежей Муравленковского месторождения получено за год 9871,672 тыс.тонн воды, с начала разработки - 81428,361 тыс. тонн воды.

Количество обводненных скважин по Муравленковскому месторождению при этом составило 527, что меньше в численном выражении, чем в предыдущем году.

					Состояние разработки месторождения и фонда скважин	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. Технологическая часть

3.1 Обзор и анализ существующей системы транспорта

Одним из главных направлений обустройства нефтяных месторождений, разрабатываемых в настоящее время и вновь вводимых в эксплуатацию, является проектирование и строительство объектов подготовки нефти и газа. К ним относятся центральные пункты сбора и подготовки нефти (ЦПС), установки предварительного сброса воды и газа (УПСВГ) и дожимные насосные станции (ДНС).

ЦПС – это технологический объект, конечной продукцией которого является товарная нефть, поставляемая нефтеперерабатывающим предприятиям в соответствии с ГОСТ Р 51858-2002. В состав основных сооружений ЦПС входят установки подготовки нефти (УПН), установки по очистке подтоварной воды – очистные сооружения (ОС), резервуарный парк (РП), коммерческий узел учета товарной нефти (УУН). Объем подготавливаемой на ЦПС нефти обусловлен добычей нефти и для крупных месторождений может превышать 10 млн.т, а для самых мелких составляет менее 80 тыс.т товарной нефти в год. Крупные ЦПС осуществляют подготовку продукции, поступающей от УПСВГ и ДНС, а небольшие – подготовку продукции, поступающей с добывающих скважин по системе внутрипромыслового нефтесбора [5].

УПСВГ – это технологический объект, продукцией которого является частично разгазированная и частично обезвоженная нефть. В состав данного объекта входят установка предварительного разгазирования и обезвоживания нефти (УПСВ), ОС, ДНС и узел оперативного учета нефти (УОУН).

					Технологическая часть						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Дегтярёв В.В..			Обзор существующей системы транспорта			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Радюк К.Н..								31	104
Консульт.								ТПУ гр. 3-2Б3А			
Рук-ль ООП		Брусник О.В.									

ДНС обеспечивает доставку продукции добывающих скважин на объекты подготовки нефти при невозможности или нецелесообразности осуществления этого процесса под давлением скважин. В состав ДНС в основном входят установка сепарации нефти (водонефтяной эмульсии) и попутно добываемого газа (УС), насосная станция (НС) и узел оперативного учета нефти. В последнее время вместо традиционных ДНС используются мультифазные насосные станции (МФНС), которые обеспечивают перекачку водонефтегазовой смеси без разделения ее на жидкую и газовую фазы.

Выбор технико-технологических решений объектов подготовки нефти обусловлен, с одной стороны, требованиями к качеству подготовки нефти и подтоварной воды, а с другой, - потенциальными возможностями производителей оборудования.

Качество подготовки нефти определяется содержанием воды, механических примесей, хлористых солей и давлением насыщенных паров. Качество подготовки подтоварной воды обусловлено требованиями, предъявляемыми к воде, закачиваемой в пласт для поддержания пластового давления, и характеризуется содержанием нефтепродуктов и механических примесей.

Основная масса товарной нефти, подготавливаемой на ЦПС, сдается потребителю с содержанием воды до 0,5% и хлористых солей до 100 мг/л в соответствии с 1 группой качества по ГОСТ Р 51858-2002. Для этого на большинстве ЦПС Западной Сибири используется термохимическое обезвоживание, включающее обработку нефти реагентом-деэмульгатором, нагрев и отстаивание. Для интенсификации процесса отстаивания могут применяться электродегидраторы.

Предусмотрена возможность двухступенчатого обезвоживания нефти: первая ступень – предварительное обезвоживание, вторая ступень – окончательное обезвоживание. Наличие первой ступени обусловлено необходимостью снижения затрат на нагрев жидкости путем отделения

					Обзор существующей системы транспорта	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

основного количества воды. Это решение рекомендуется при содержании воды более 20 %, поскольку проведение окончательного обезвоживания оптимально при содержании воды в предварительно обезвоженной нефти, равном 15 – 20 %.

Если содержание воды менее 20 %, то предварительное обезвоживание не рекомендуется. При этом можно временно применять всю отстойную аппаратуру на окончательной ступени обезвоживания, т.е. осуществлять обезвоживание на ЦПС в одну ступень, что должно предусматриваться при проектировании новых ЦПС. Кроме того, подготовка нефти в одну ступень может быть реализована на месторождениях или группах месторождений, где используется глубокое предварительное обезвоживание на УПСВ с содержанием воды в нефти на выходе не более 2 %.

Опыт работы двухступенчатых схем обезвоживания нефти показывает, что очень важно поддерживать оптимальную устойчивость водонефтяных эмульсий, поступающих на предварительную и окончательную ступени обезвоживания. При этом должна быть определена максимально допустимая устойчивость эмульсии, поступающей на окончательную ступень обезвоживания, а ее превышение должно быть предотвращено изменением расхода деэмульгатора и воды, сбрасываемой со ступени предварительного обезвоживания.

Предварительный сброс воды на месторождениях Западной Сибири обусловлен снижением затрат на перекачку и борьбу с коррозией напорных нефтепроводов. Практически все проектируемые технологические схемы предварительного сброса воды предусматривают наличие совмещенного оборудования, т.е. трехфазных сепараторов (сепараторов-водоотделителей) с нагревом или без нагрева продукции.

В качестве первой ступени предварительного сброса – ступени сброса свободной воды из высокообводненной продукции (водонефтяной смеси) могут использоваться трубные разделители фаз (ТРФ).

					Обзор существующей системы транспорта	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Выбор конкретного варианта обусловлен физико-химическими свойствами нефти, связанными с устойчивостью водонефтяных эмульсий, а также требованиями к содержанию воды в предварительно обезвоженной нефти. Содержание воды в нефти, выходящей из УПСВГ, колеблется от 0,5 (глубокий предварительный сброс) до 50 %. При глубоком предварительном сбросе воды нефть на ЦПС не обезвоживается дополнительно, а поступает на концевую сепарационную ступень, затем на узел учета товарной нефти.

Высокое содержание воды в нефти на выходе из УПСВГ (30-50 %) характерно для вариантов с использованием трубных разделителей фаз и одноступенчатого сброса воды при низких температурах продукции, поскольку главное внимание здесь уделяется сбросу свободной воды, поступающей из добывающих скважин при высокой обводненности (70-95%) нефти на месторождении. При этом отделение свободной воды может происходить без введения деэмульгатора. Однако использование последнего даже в случаях с ярко выраженным отделением свободной воды может оказаться оправданным как для предупреждения нарушения процесса при изменении устойчивости эмульсии, так и для повышения качества подтоварной воды.

В Западной Сибири в качестве основного метода подбора деэмульгатора используют определение его эффективности на конкретном объекте подготовки (лабораторные и промысловые испытания) и выдачу рекомендаций по технологии его применения (способ дозирования, удельный расход, температура подготовки и т.д.).

Возможен и другой подход к решению этой задачи. По результатам исследований, выполненных в СибНИИНП, все нефти по свойствам образуемых ими эмульсий условно были разделены на три группы:

а) высокоэмульсионные, имеют высокие плотность (более 865 кг/м²), вязкость (12-50 мм²/с), более высокое содержание смол (4-15 %), асфальтенов (1,7-7,0 %) и парафинов (2,0-5,0 %);

					Обзор существующей системы транспорта	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

б) среднеэмульсионные, характеризуются меньшими плотностью (840-865 кг/м³), вязкостью (4-15 мм²/с), более низким содержанием смол (0,3-3,0 %) и асфальтенов (3,0-8,0 %);

в) низкоэмульсионные, имеют плотность менее 846 кг/м³, образуют легко разрушаемые неустойчивые эмульсии.

Нефти одной группы близки по физико-химическим свойствам и составу потенциальных стабилизаторов эмульсий, для их подготовки могут использоваться близкие по эффективности деэмульгаторы, подбор деэмульгаторов осуществляется по группам.

Первоначальная оценка подбираемых композиций может быть выполнена на искусственных эмульсиях. Для окончательного заключения об их эффективности необходимо провести сравнительные лабораторные испытания непосредственно на промысловых эмульсиях тех объектов, для которых они рекомендуются. Если подготовка нефти осложнена по каким-то причинам (повышенное на порядок содержание механических примесей, парафинов, аномальная вязкость и др.), то необходимы специальные деэмульгаторы со специфическими свойствами для каждого конкретного случая.

Процессы обезвоживания сводятся к разрушению глобул водонефтяной эмульсии и созданию благоприятных условий для их слияния и последующего отстоя. Практика показала, что все существующие методы подготовки нефти без применения теплоты и деэмульгаторов малоэффективны, а иногда практически неосуществимы.

На промыслах наиболее распространено разрушение эмульсий термохимическими способами. Такое широкое распространение эти способы получили благодаря присущим таким преимуществам, как возможность менять деэмульгаторы без замены оборудования и аппаратуры, предельная простота способа, нечувствительность режима к любым колебаниям содержания воды.

					Обзор существующей системы транспорта	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Наряду с указанными достоинствами, термохимический способ имеет и ряд существенных недостатков, к числу которых следует отнести большие затраты на деэмульгаторы, чрезмерно большие потери лёгких фракций от испарения при отстаивании подогретой эмульсии в обычных негерметизированных резервуарах, повышенный расход теплоты, обусловленный большими потерями тепла в процессе работы.

На Муравленковском месторождении применяется термохимический способ обезвоживания нефти на установках подготовки нефти (УПН ЦПС) рассчитанных по проекту на прием сырой нефти обводнённостью до 50 %. В виду того, что в последнее время обводнённость поступающего сырья на УПН ЦПС достигает 80%, предлагается ввод в действие установок предварительного сброса воды (УПСВ). УПСВ собраны на базе ДНС из эксплуатируемого оборудования с вводом дополнительного оборудования конкретно для каждой ДНС. В схемах термохимических установок основной аппаратурой для осуществления процессов служат нагреватели и отстойники. При выборе конструкции отстойника необходимо иметь в виду, что в этих аппаратах должно происходить:

- слияние мелкодисперсных капелек воды в более крупные под действием сил взаимного притяжения после разрушения защитных плёнок под воздействием теплоты и химических реагентов;
- осаждение укрупнившихся капель под воздействием сил тяжести и разности плотностей воды и нефти.

Кроме того, в основу разработки конструкций отстойных аппаратов, помимо указанных выше и прочих обычных условий, должны быть положены ещё и условия сокращения времени отстоя.

При определённых условиях капли воды, опускаясь в нижние слои, на своём пути сталкиваются и, при этом укрупняются. Практикой доказано, что при увеличении слоя водяной подушки до определённых пределов, в зависимости от физико-химических свойств нефти, время отстоя резко

					Обзор существующей системы транспорта	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

сокращается. В зависимости от принятой схемы термохимической установки различают отстойники, работающие без избыточного давления и с повышенным давлением. Первые конструктивно представляют собой простейшие ёмкости, преимущественно вертикальные, вторые, горизонтальные более сложны по конструкции. Наиболее распространены обычные вертикальные резервуары, отличающиеся лишь внутренним устройством, приспособлением для вывода нефти (распределительные маточники, способствующие равномерному распределению вводимой в резервуар эмульсии, газовые якоря для отвода выделяющихся газов т.д.). Отстойники, работающие без давления, могут эксплуатироваться как периодически, так и непрерывно с поддержанием уровней нефти и раздела фаз нефть - вода.

3.2 Существующая схема подготовки и транспорта нефти

Технологический процесс подготовки нефти заключается в сепарации, обезвоживании и обессоливании нефти, очистке и дегазации сточных вод. Сырьём является сырая нефть, поступающая на ЦПС с промыслов, продукцией - подготовленная нефть, попутный газ и очищенная вода. Сырьё и получаемые продукты в общем случае являются агрессивными и нетоксичными. Технологический процесс характеризуется непрерывностью, законченностью технологического цикла. Технологические сооружения ЦПС относятся к категории взрывоопасной.

Весь технологический комплекс подготовки нефти и воды выполнен на основе строительно-технологических блоков, оснащённых во всех необходимых случаях приборами контроля и регулирования и системами автоматизации, являющимися частью общей системы автоматического управления ЦПС.

На ЦПС поступает два потока сырой нефти после первой ступени сепарации:

					Обзор существующей системы транспорта	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

С Муравленковского месторождения с давлением до 6 кгс/см², температурой 5-20°С, максимальным содержанием воды до 82% на УПН-1,2; и Сугмутского месторождения содержанием воды до 4-6% на УПН- 3,4.

Установка подготовки нефти (УПН) обеспечивает дегазацию, обезвоживание и обессоливание сырой нефти, предварительно отсепарированной в сепараторах 1и 2 ступени на ДНС.

Схема основного потока нефти показана с рисунком 3.1.

Краткое описание технологического процесса на УПН-1,2

Поток сырой нефти поступает на вход ПТБ – 10, где происходит нагрев эмульсии до 40°С. Затем поток нефти при давлении 4,5 - 5 кгс/см² направляется в сепараторы С-1/1,2 на сепарацию. Вход эмульсии в сепаратор осуществляется со скоростью, обеспечивающей расслоение газожидкостного потока для создания благоприятных условий отделения газа в сепараторе. Сепаратор снабжен местными замерами давления, регулятором уровня, сигнализатором предельного верхнего уровня, предохранительным клапаном. Сепаратор устанавливается на отметке 7,2 м, обеспечивающей проведение процесса водоотделения в отстойниках без выделения газа. После сепаратора поток направляется в параллельно работающие отстойники и электродегидраторы. Содержание пластовой воды в нефти, уходящей из отстойников и электродегидраторов до 1%, а качество сбрасываемой пластовой воды по содержанию нефтепродуктов до 500 мл/л.

Граница раздела "нефть-вода" в отстойниках поддерживается при помощи регулирования межфазного уровня. Кроме того, отстойники 0-1/1-3 снабжены местными замерами давления и температуры, регистрации расходов, смотровыми стёклами. Рабочая температура в отстойниках и электро-дегидраторах составляет 35-40°С. Содержание остаточной воды определяется по отобраным пробам в химико-аналитической лаборатории. Нефть после ЕТБ с остаточным содержанием воды до 1% через КСУ (концевая сепарационная установка) поступает в товарный резервуар.

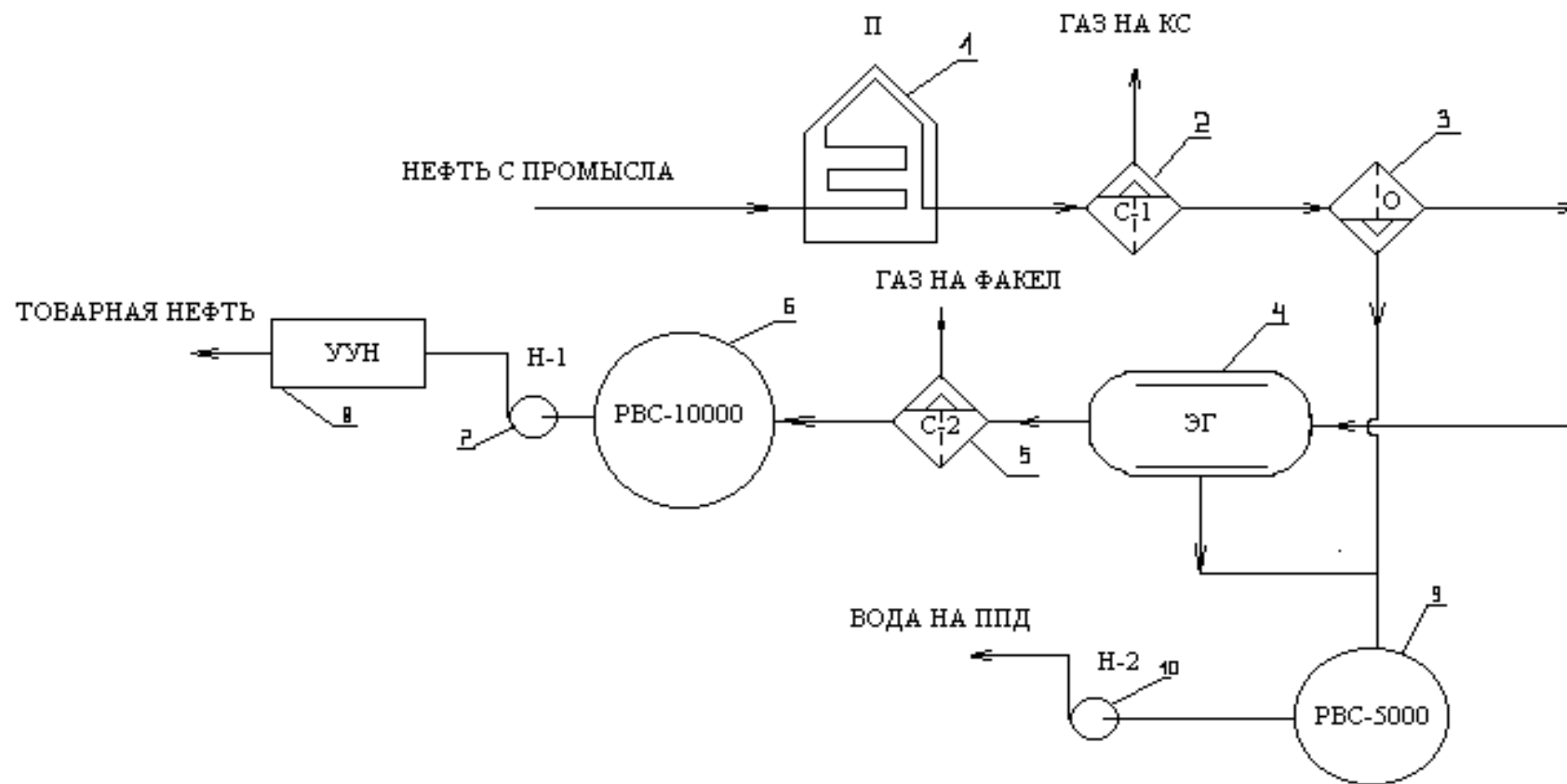
					Существующая схема подготовки транспорта нефти	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Пластовая вода от отстойников и электродегидраторов направляется на очистные сооружения.

В сепараторах КСУ происходит окончательная дегазация нефти. Уровень в сепараторах КСУ поддерживается регуляторами уровня. Клапаны-регуляторы расположены на линиях выхода нефти из сепараторов в резервуарный парк. Давление в сепараторах КСУ устанавливается в пределах до 0,005 МПа путём сброса газа на УПГ или на факел низкого давления.

Из товарного парка нефть перекачивается насосами внешней откачки и через узел учёта подаётся в магистральный трубопровод нефтеперекачивающей станции (НПС).

					Существующая схема подготовки транспорта нефти	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



1-печь ПТБ-10; 2- сепаратор I ступени; 3- отстойник; 4- электродигедратор; 5- сепаратор II ступени; 6- резервуар 10000; 7- насос внешней откачки; 8- коммерческий узел учета нефти; 9- резервуар 5000; 10- насос по откачке пластовой воды.

Рисунок 3.1 – Принципиальная схема основного потока нефти

Принципиальная схема подготовки воды показана с рисунком 3.2.

Пластовая вода сбрасывается с электродегидраторов и отстойников, поступает в резервуары-отстойники с целью очистки её от остаточных нефтепродуктов и механических примесей. Эти резервуары служат также для накопления кондиционной воды при аварийных или профилактических ремонтных работах в системе поддержания пластового давления.

Пластовая вода, сбрасываемая с УПН-1,2, поступает на очистные сооружения, состоящие из РВС-5000 в количестве шести единиц.

Очищенные пластовые воды из РВС-5000 отстойников (4шт.) поступают в РВС-5000 буферные (2шт.), из которых насосами ЦНС 300х240 откачивают в систему ППД на прием КНС. Нефть, уловленная в резервуарах отстойниках пластовой воды, отводится на УПН насосами ЦНС 32х196.

Принципиальная схема УПН-3/4 показана с рисунком 3.3.

Краткое описание технологического процесса на УПН-3,4

Поток сырой нефти поступает на вход ПТБ – 10, где происходит нагрев эмульсии до 40°C. Затем поток нефти при давлении 2,1 – 1,5 кгс/см² направляется в сепараторы КСУ1/1-6 на сепарацию. В сепараторах КСУ происходит окончательная дегазация нефти. Уровень в сепараторах КСУ поддерживается регуляторами уровня. Клапаны-регуляторы расположены на линиях выхода нефти из сепараторов в резервуарный парк. Давление в сепараторах КСУ устанавливается до 0,005 МПа. Отвод выделившегося газа производится на УПГ установка подготовки газа или на факел низкого давления.

Нефть после КСУ поступает в тот же резервуар РВС – 10000м³, что и с УПН-1,2. Отделившаяся в РВС подтоварная вода насосами внутренней перекачки откачивается на очистные сооружения.

Из товарного парка товарная нефть, подготовленная согласно ГОСТ Р 51858-2002 насосами внешней откачки через коммерческий узел учёта сдаётся в систему НПУ нефтепроводное управление для дальнейшего транспорта и продажи.

					Существующая схема подготовки транспорта нефти	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

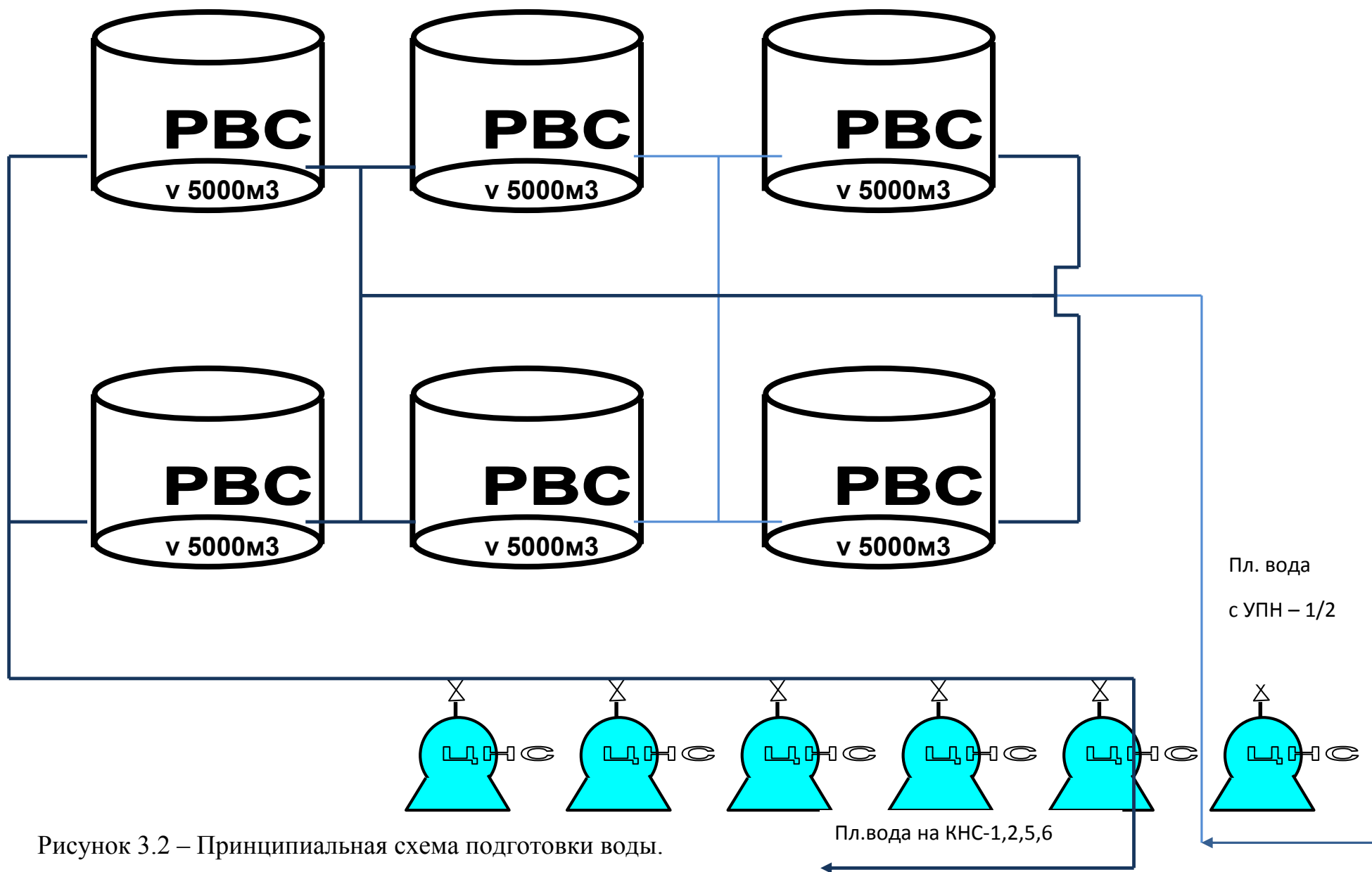


Рисунок 3.2 – Принципиальная схема подготовки воды.

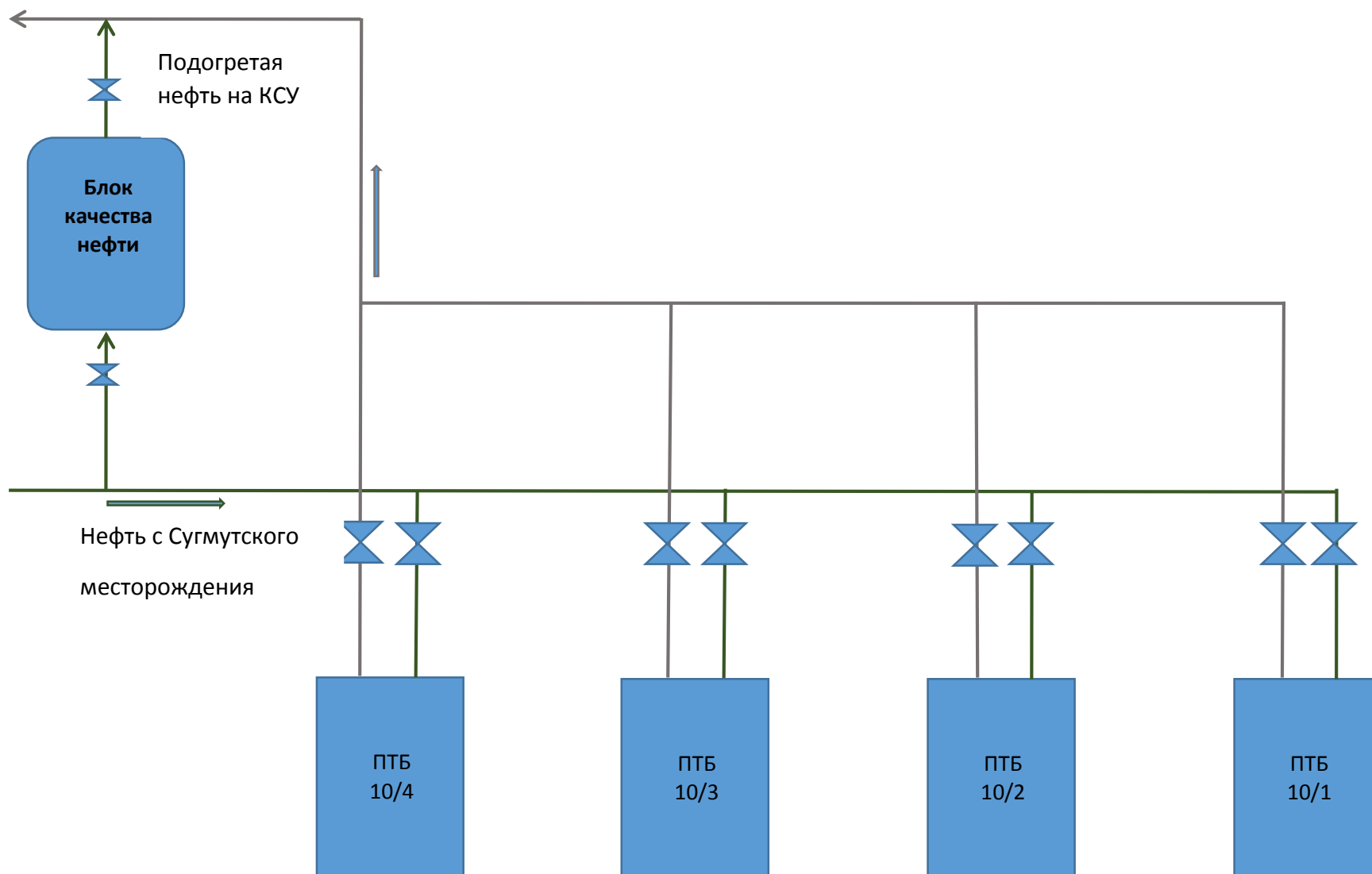


Рисунок 3.3 – Принципиальная схема УПН-3.

3.3 Деэмульгаторы, применяемые для разрушения нефтяных эмульсий

В ЦППН на Муравленковском месторождении при промысловой подготовке нефти (обезвоживании и обессоливании) применяют следующие виды деэмульгаторов:

а) импортного производства:

Separol ES-3344, 3388, производства Германии, который представляет собой комплекс ПАВ и растворителя в качестве метанола. Предназначен для подготовки нефти. При 20 С жидкость светло-желтого цвета, с запахом спирта, плотность 0,850 г/см, вязкость 75 спз. Температура застывания ниже минус 50 С. Содержание ПАВ - 60-65 %;

Kemelix 3440X, представляет собой комплекс ПАВ и растворителя на основе многокомпонентного состава: толуол (15-30%), диалкилсульфосукцинат (5-15%), додецилбензолсульфоновая кислота (15-30%), этиленгликоль (менее 5%), тяжёлая ароматика "нефть" (менее 5%). При 20 С плотность 0,930 г/см, вязкость 80 спз, температура застывания ниже -50 С. Содержание ПАВ - 50 -70%.

Диссольван Ф-10, является смесью жидких негетерогенных ПАВ. Внешний вид –желтоватая жидкость, плотность –876 кг/м³, при 20 ° С, вязкость около 11 Мпа С при 20 ° С, температура застывания ниже минус 50 ° С, температура вспышки – 11 ° С.

б) отечественного производства:

проксанол СНПХ-41, представляет собой блоксополимер окисей этилена и пропилена на основе смолы производства фенола и ацетона "кумольным" способом. Предназначен для промысловой подготовки нефти (обезвоживании и обессоливании). При 20 С жидкость коричневого цвета, плотность 1,030 - 1,060 г/см. Вязкость 376,4 мм/с. Растворяется в нефти, в воде эмульгирует. Температура застывания минус 40 С;

дипроксамин-Д-157-65М, представляет собой 65 % раствор

					Деэмульгаторы, применяемые для разрушения нефтяных эмульсий	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

Дипроксамина - Д-157 в метаноле. Предназначен для подготовки нефти к переработке. При 20 С, однородная, прозрачная жидкость от светло - коричневого цвета со специфическим запахом, вязкость 15-40 мм/с. Хорошо растворяется в ароматических углеводородах, ограниченно в воде. Температура застывания -50 С;

СНПХ-44, представляет собой раствор ПАВ Дипроксамина -157 в растворителе - смеси легкой пиролизной смолы с кубовыми остатками производства бутилового спирта. Выпускается трех марок: А,В и Н. Предназначен для промысловой подготовки (обезвоживания и обессоливания) девонских - марка А, угленосных - В, и марка Н - для нефтей в географических районах с температурой воздуха от минус 40 С до 40 С. При 20 С однородные, прозрачные жидкости от светло-желтого до светло - коричневого цвета. Хорошо растворяются в нефти, ароматических углеводородах, в воде эмульгируются. При 20 С плотность 0,940 г/см, вязкость 50 мм/с, температура застывания минус 50 С;

СНПХ-4460, представляет собой раствор неогенных ПАВ в смеси растворителей: метанола и нефраса А-120/200. При температуре 20 С однородная, прозрачная жидкость от желтого до коричневого цвета. При 20 С плотность в пределах 0,930 - 0,970 г/см, вязкость кинематическая в пределах 20 - 50 мм/с, температура застывания минус 45 С;

Из-за физико-химических особенностей нефти Муравленского месторождения обводненность сырой нефти, поступающей на ЦПС очень велика и колеблется от 60 до 85 %. Колебания устойчивости поступающей эмульсии сырой нефти дестабилизируют работу УПН, в отстойниках появляется и накапливается большой промежуточный слой не разрушенной эмульсии, что вызывает ухудшение качества сбрасываемой подтоварной воды. Содержание нерастворимых примесей в воде после УПН колеблется от 30-60 мг/л до 200-400 мг/л, а иногда и до 1000 мг/л, очистные сооружения вследствие этого перегружены, здесь скапливается большое количество неподдающейся разрушению "ловушечной эмульсии".

					Дезэмульгаторы, применяемые для разрушения нефтяных эмульсий	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Все вышеназванные причины вынуждают персонал ЦПС увеличивать расход деэмульгатора, который не всегда и помогает, так как, деэмульгаторы разрабатываются фирмами разработчиками для подготовки "нормальных" нефтей, не содержащих большого количества мех примесей, парафинов, химикатов и т.п.

Как вариант для значительной экономии деэмульгатора являются установки предварительного сброса воды (УПСВ), которые необходимо внедрить на дожимных насосных станциях (ДНС).

Проведенный анализ существующей системы сбора показал следующее:

Муравленковское месторождение находится в начале 3 стадии разработки, обводненность продукции скважин составляет свыше 80 %. В дальнейшем обводненность продукции скважин будет возрастать, вызывая нерациональную перекачку большого количества воды с ДНС на ЦППН. В дипломном проекте предлагается дополнить технологическую схему ДНС установкой предварительного сброса воды, что позволит получить существенный экономический эффект за счет сокращения расхода электроэнергии, вывода в консервацию высвободившегося оборудования.

При подготовке нефти количество продукции уменьшается за счёт технологических потерь процессов, но при этом изменяется качество обрабатываемого сырья. Качественные различия подготовки нефти и газа на промыслах приводят к определённым техническим и экономическим изменениям в системе транспортирования на нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятиях. Так, снижение содержания воды в поставляемой промыслами нефти способствует повышению пропускной способности нефтепроводов и снижению затрат на перекачку нефти. С учётом качества сырья, вырабатываемого на нефтестабилизирующих установках нефтяной промышленности, должны строиться газофракционирующие установки и другие установки нефтехимических предприятий.

Качество подготовки нефти - решающий фактор, определяющий уровень затрат на её подготовку. Издержки производства на подготовку нефти

					Деэмульгаторы, применяемые для разрушения нефтяных эмульсий	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

находятся в прямой зависимости от качества подготовки нефти по данному процессу и в обратной зависимости по другим смежным процессам. Например, обезвоживание нефти с остаточным содержанием воды до 5 % по некоторым сортам нефти может осуществляться без особых затрат, а дальнейшее снижение содержания воды требует применения специальных реагентов, подогрева нефти и т.д. Однако при транспортировании нефти повышенное содержание воды снижает пропускную способность трубопроводов и увеличивает энергетические затраты. Аналогичное соотношение качества подготовки нефти и уровня затрат наблюдается и по другим процессам.

Таким образом, нужно такое оптимальное сочетание качественных показателей подготовки нефти по отдельным процессам, которое обеспечивает общественно необходимое качество подготовки нефти при минимальных издержках производства по всему комплексу процессов. При этом здесь имеется ввиду не все затраты по этим процессам, а только та их часть, которая изменяется в зависимости от качества подготовки нефти.

Соотношение качественных показателей по отдельным процессам подготовки нефти, как и уровень затрат по их осуществлению, не постоянно. Они изменяются в зависимости от изменения конкретных условий, применяемых методов, техники, технологии и организации производства. Например, для повышения качества обезвоживания решающее значение имеет эффективность применяемого деэмульгатора.

4 Предлагаемая схема ДНС-УПСВ

Увеличением затрат при подготовке нефти является большой объём перекачиваемой попутно добываемой с нефтью пластовой воды на участке ДНС – ЦППН – КНС Муравленковского месторождения. В настоящее время на УПН-1,2 ЦППН поступает 14 млн.м³/год. жидкости, обводненность которой составляет 81%, что не соответствует технологическому регламенту

					Деэмульгаторы, применяемые для разрушения нефтяных эмульсий	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

и проектной мощности установки (6 млн.м³/год одна установка), а сброс воды на очистные сооружения составляет 12 млн.м³/год.

Для решения этого вопроса предлагается внедрить технологию предварительного сброса пластовой воды путем реконструкции системы сбора и подготовки нефти Муравленковского месторождения по следующей схеме:

Нефтяная эмульсия поступившая на ДНС, после первой ступени сепарации в НГС от газа, поступает на вход печи ПП-1,6 под давлением 3 - 4 кгс/см², где, нагреваясь до 25 – 30°С поступает в НГСВ объемом 200 м³, где происходит дополнительная дегазация нефти и расслоение нефти от воды. Перед поступлением сырой нефти в НГС в неё вводится деэмульгатор.

Отслоившаяся нефть в НГСВ с содержанием воды от 1 до 10 % поступает на приём насоса и подаётся на УПН ЦПС, где проходит дополнительную тепловую обработку в печах ПТБ -10 и далее происходит её разделение в едином технологическом блоке, проектная схема УПН -1,2. Пластовая вода с НГСВ при содержании нефтепродуктов до 50 мг/л поступает на вход насосов по откачке пластовой воды в систему ППД. При содержании нефтепродуктов свыше 50 мг/л проходит дополнительную подготовку в переоборудованном под технологию аварийный РВС.

Для реализации реконструкции предлагается провести следующие мероприятия:

1)ДНС – 1 перевести на одноступенчатую схему сепарации и направить по существующим трубопроводам основной объём добываемой жидкости на ДНС – 6, а оставшуюся часть - на ДНС – 2. Это позволит исключить из технологической схемы ДНС – 1 сепараторы БЕ-1,2,3 и насосное оборудование, предназначенное для перекачки добываемой жидкости на ЦППН, спецификация технологического оборудования ДНС-1 приведена в таблицах 4.1, 4.2

					Предлагаемая схема ДНС-УПСВ	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 4.1– Спецификация технологического оборудования ДНС – 1

Позиция по схеме индекс	Наименование оборудования тип и назначение аппарата	Количество, шт	Краткая техническая характеристика	
			V, м ³	P, кгс/см ²
НГС-1	Сепаратор 1 ступени	1	100	16
НГС-2	Сепаратор 1 ступени	1	50	16
Б-1,2,3,	Сепаратор-буфер	3	50	16
ГС	Газосепаратор	1	50	16

Таблица 4.2 – Спецификация насосного оборудования ДНС – 1

Наименование	Назначение	Число, шт	Производительность, м ³ /ч	Давление, кгс/см ²		Характеристика привода		
				Прием	Выкид	Мощность	Число оборотов	Марка электродвигателя
Н-1,2,3 ЦНС-300х240	Подача жидкости с ДНС в напорный нефтепровод	3	300	0,5-1,0	7,0 – 25,0		1475	

2) Реконструировать ДНС – 2, для чего необходимо произвести:

- ремонт и переоборудование аварийного РВС- 5000 для нефти с возможным использованием как технологического;
- реконструкцию насосной;
- узел учета пластовой воды;
- реконструкцию АСУ ТП ДНС УПСВ;
- смонтировать два горизонтальных отстойника предварительного сброса воды, которые включить в технологическую схему ДНС-2 на участке между НГС и БЕ;
- для подготовки воды строительство резервуара-отстойника РВС-3000.

Спецификация технологического оборудования ДНС-2 приведена в таблицах 4.3, 4.4

Таблица 4.3– Спецификация технологического оборудования ДНС – 2

Позиция по схеме индекс	Наименование оборудования (тип, назначение аппарата)	Количество, шт.	Краткая техническая характеристика
НГС-1,2	Сепаратор 1 ступени НГС1-10-2600-09Г2С ГП496	2	Объем 50 м ³ Давление 10 кг/см ²
Б-1,2,3	Сепаратор-буфер НГС 1-10-2600-09Г2С ГП 496	3	Объем 50 м ³ Давление 10 кг/см ²
Г-1	Газосепаратор НГС1-10-2600-09Г2С ГП496	1	Объем 50 м ³ Давление 10 кг/см ²
Р-1	Резервуар РВС-5000 т.п. 704-1-27	1	Объем 5000 м ³

					Предлагаемая схема ДНС-УПСВ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

Таблица 4.4 – Спецификация насосного оборудования ДНС – 2

Наименование	Назначение	Число шт	Производительность, м ³ /ч	Давление		Характеристика привода		
				Прием	Выкид	Мощность	Число оборотов	Марка электро-двигателя
ЦНС-300х240	Подача жидкости с ДНС в напорный нефтепровод	1	300	0,5-1,0	7,0 – 25,0		1475	
НК 200/210		3	200	0,5-1,0	7,0 – 25,0		1475	

3)Реконструировать ДНС – 5, для чего необходимо произвести:

- для подогрева поступающей на ДНС жидкости смонтировать два подогревателя ПП-1,6, которые включить в технологическую схему ДНС-5 на участке между НГС и отстойниками после первой ступени сепарации,
- ремонт и переобвязку аварийного РВС- 5000 для нефти с возможным использованием как технологического,
- реконструкцию насосной,
- смонтировать узел учета пластовой воды,
- реконструкцию АСУ ТП ДНС УПСВ.
- смонтировать два горизонтальных отстойника предварительного сброса воды, которые включить в

			—		Предлагаемая схема ДНС-УПСВ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

технологическую схему ДНС-5 на участке между ПП-1,6 и БЕ,
для подготовки воды строительство резервуара-отстойника РВС-3000.

Спецификация технологического оборудования ДНС-5 приведена в
таблицах 4.5, 4.6.

Таблица 4.5- Спецификация технологического оборудования ДНС – 5

Позиция по схеме индекс	Наименование оборудования	Количесв ошт	Краткая техническая характеристика	
			V, м³	P, кгс/см²
НГС-1	Сепаратор 1 ступени	2	50	16
БЕ-1,2,3,	Сепаратор-буфер	3	50	16
ГС	Газосепаратор	1	50	16

Таблица 4.6 – Спецификация насосного оборудования ДНС – 5

Наиме нован ие	Назначени е	Число шт	Произ- водит ель- ность м ³ /ч	Давление, кг/см ²		Характеристика привода		
				Прие м кг/см ²	Выки д кг/см ²	Мощн ость	Числ о обор отов	Марка электр одвиг ателя
Н- 1,2,3,4 НК 200/21 0	Подача жидкости с ДНС в напорный нефтепро- вод		200	0,5- 1,0	7,0 – 25,0		1475	

4) Реконструировать ДНС – 6 для чего, необходимо произвести:

- строительство аварийного РВС- 3000 для нефти с возможным использованием как технологического,
- для подготовки воды строительство резервуара-отстойника РВС-3000,
- реконструкцию насосной;
 - узел учета пластовой воды;
 - завести поток жидкости ДНС-1 на УПСВ,
 - проектирование и строительство факельной системы,
 - реконструкцию АСУ ТП ДНС УПСВ,
 - для отделения воды смонтировать три горизонтальных отстойника предварительного сброса воды, которые включить в технологическую схему ДНС-6 на участке между НГС и БЕ.

Спецификация технологического оборудования ДНС-6 приведена в таблицах 4.7, 4.8

Таблица 4.7 – Спецификация технологического оборудования ДНС – 6

Позиция по схеме индекс	Наименование оборудования	Количество ,шт	Краткая техническая характеристика	
			V, м ³	P, кгс/см ²
НГС-1,2	Сепаратор 1 ступени	2	50	16
БЕ-1,2,3,	Сепаратор-буфер	3	50	16
ГС	Газосепаратор	1	50	16

Таблица 4.8 – Спецификация насосного оборудования ДНС – 6

Наименование	Назначение	Число, шт	Производительность м ³ /ч	Давление, кг/см ²		Характеристика привода		
				Прием кг/см ²	Выкид кг/см ²	Мощность	Число оборотов	Марка электродвигателя
Н-1,2,3 НК 200/210	Подача жидкости с ДНС в напорный нефтепровод	3	200	0,5-1,0	7,0 – 22,0			
Н-1,2,3 ЦНС- 300х240		2	300	0,5-1,0	7,0 – 25,0			

4.1 Расчет объемов нефти и пластовой воды по ДНС - 2

Объем добываемой жидкости, поступающей с кустовых площадок

ЦДНГ – 2 на ДНС – 2 составляет 7900 м³/сут. с содержанием воды 82,1 % и ЦДНГ – 1 1433 м³/сут. с содержанием воды 85,5 %.

Рассчитаем объем пластовой воды:

$$V_{\text{ЦДНГ-2}} = g * H_{\text{в}} = 7900 * 0,821 = 6486 \text{ м}^3/\text{сут} = 270 \text{ м}^3/\text{час}$$

где $g = 7900$ – расход жидкости, м³/сут;

$H_{\text{в}} = 0,821$ – содержание воды, %.

$$V_{\text{ЦДНГ-1}} = g * H_{\text{в}} = 1433 * 0,855 = 1225 \text{ м}^3/\text{сут} = 51 \text{ м}^3/\text{час}$$

где $g = 1433$ – расход жидкости, м³/сут;

$H_{\text{в}} = 0,855$ – содержание воды, %.

					Предлагаемая схема ДНС-УПСВ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

$$V_{H_2O \text{ ЦДНГ-1+ЦДНГ-2}} = 270 + 51 = 321 \text{ м}^3/\text{час}$$

Рассчитаем объем нефти:

$$V_{\text{ЦДНГ-2}} = g * H_n = 7900 * 0,179 = 1414 \text{ м}^3/\text{сут} = 59 \text{ м}^3/\text{час}$$

где $g = 7900$ – расход жидкости, $\text{м}^3/\text{сут}$;

$H_n = 0,179$ – содержание нефти, %.

$$V_{\text{ЦДНГ-1}} = g * H_n = 1433 * 0,145 = 208 \text{ м}^3/\text{сут} = 8,7 \text{ м}^3/\text{час}$$

где $g = 1433$ – расход жидкости, $\text{м}^3/\text{сут}$;

$H_n = 0,145$ – содержание нефти, %.

$$V_{H/f \text{ ЦДНГ-1+ЦДНГ-2}} = 59 + 8,7 = 67,7 \text{ м}^3/\text{час}$$

С учетом того, что на УПСВ 100%-й сброс воды невозможен, рассчитаем: объем нефти с содержанием 10% воды и объем сбрасываемой воды на ДНС – 2

$$V_{H/f \text{ ДНС-2}} = V_{H/f \text{ ЦДНГ-1+ЦДНГ-2}} * 100/90 = 67,7 * 1,11 = 75 \text{ м}^3/\text{час}$$

$$\begin{aligned} V_{H_2O \text{ ДНС-2}} &= V_{H_2O \text{ ЦДНГ-1+ЦДНГ-2}} - (V_{H/f \text{ ДНС-2}} - V_{H/f \text{ ЦДНГ-1+ЦДНГ-2}}) = \\ &= 321 - (75 - 67,7) = 313,7 \text{ м}^3/\text{час} \end{aligned}$$

4.2 Расчет объемов нефти и пластовой воды по ДНС – 5

Объем добываемой жидкости, поступающей с кустовых площадок ЦДНГ – 5 на ДНС – 5 составляет $6345 \text{ м}^3/\text{сут.}$ с содержанием воды 68,9 %.

Рассчитаем объем пластовой воды:

$$V_{\text{ЦДНГ-5}} = g * H_g = 6345 * 0,689 = 4371 \text{ м}^3/\text{сут} = 182,1 \text{ м}^3/\text{час}$$

Рассчитаем объем нефти:

$$V_{\text{ЦДНГ-5}} = g * H_n = 6345 * 0,311 = 1974 \text{ м}^3/\text{сут} = 82,3 \text{ м}^3/\text{час}$$

С учетом того, что на УПСВ 100%-ый сброс воды невозможен, рассчитаем: объем нефти с содержанием 10% воды и объем сбрасываемой

					Предлагаемая схема ДНС-УПСВ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

воды на ДНС – 5

$$V_{н/ф ДНС-5} = V_{н/ф ЦДНГ-5} * 100 / 90 = 82,3 * 1,11 = 91 \text{ м}^3/\text{час}$$

$$\begin{aligned} V_{H_2O ДНС-5} &= V_{H_2O ЦДНГ-5} - (V_{н/ф ДНС-5} - V_{н/ф ЦДНГ-5}) = \\ &= 182,1 - (91 - 82,3) = 173 \text{ м}^3/\text{час} \end{aligned}$$

4.3 Расчет объемов нефти и пластовой воды по ДНС - 6

Объем добываемой жидкости, поступающей с кустовых площадок ЦДНГ – 1(3) на ДНС – 6 составляет 8900 м³/сут. с содержанием воды 90,0 % и ЦДНГ – 1 5697 м³/сут. с содержанием воды 74,4 %.

Рассчитаем объем пластовой воды:

$$V_{ЦДНГ-1(3)} = g * H_g = 8900 * 0,9 = 8010 \text{ м}^3/\text{сут} = 334 \text{ м}^3/\text{час}$$

$$V_{ЦДНГ-1} = g * H_g = 5697 * 0,744 = 4238,6 \text{ м}^3/\text{сут} = 177 \text{ м}^3/\text{час}$$

$$V_{H_2O ЦДНГ-1(3)+ЦДНГ-1} = 334 + 177 = 511 \text{ м}^3/\text{час}$$

Рассчитаем объем нефти:

$$V_{ЦДНГ-1(3)} = g * H_n = 8900 * 0,1 = 890 \text{ м}^3/\text{сут} = 37 \text{ м}^3/\text{час}$$

$$V_{ЦДНГ-1} = g * H_n = 5697 * 0,256 = 1458 \text{ м}^3/\text{сут} = 61 \text{ м}^3/\text{час}$$

$$V_{н/ф ЦДНГ-1(3)+ЦДНГ-1} = 37 + 61 = 98 \text{ м}^3/\text{час}$$

С учетом того, что на УПСВ 100%-й сброс воды невозможен, рассчитаем: объем нефти с содержанием 10% воды и объем сбрасываемой воды на ДНС – 6

$$V_{н/ф ДНС-6} = V_{н/ф ЦДНГ-1(3)+ЦДНГ-1} * 100 / 90 = 98 * 1,11 = 109 \text{ м}^3/\text{час}$$

$$\begin{aligned} V_{H_2O ДНС-6} &= V_{H_2O ЦДНГ-1(3)+ЦДНГ-1} - (V_{н/ф ДНС-6} - V_{н/ф ЦДНГ-1(3)+ЦДНГ-1}) = \\ &= 511 - (109 - 98) = 500 \text{ м}^3/\text{час} \end{aligned}$$

					Предлагаемая схема ДНС-УПСВ	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Произведем расчет объема поступающей жидкости на УПН-1/2:

$$V_{\text{жс}} = V_{\text{н/ф ДНС-2}} + V_{\text{н/ф ДНС-5}} + V_{\text{н/ф ДНС-6}} + V_{\text{н/ф ДНС-4}} + V_{\text{н/ф ДНС-УМС}} + V_{\text{н/ф ДНС-СП}}$$

$$V_{\text{жс}} = 75 + 91 + 109 + 260,2 + 40,8 + 36,7 = 612,7 \text{ м}^3/\text{час} = 5,37 \text{ млн.м}^3/\text{год}$$

Произведем расчет объема сбрасываемой пластовой воды на очистные сооружения с УПН-1/2 и УПН-3/4:

$$V_{\text{H}_2\text{O OC}} = V_{\text{H}_2\text{O УПН-1/2}} + V_{\text{H}_2\text{O УПН-3/4}}$$

$$V_{\text{H}_2\text{O УПН-1/2}} = (V_{\text{н/ф ДНС-2}} - V_{\text{н/ф ЦДНГ-2+ЦДНГ-1}}) + (V_{\text{жс ДНС-5}} - V_{\text{н/ф ЦДНГ-5}}) +$$

$$+ (V_{\text{жс ДНС-6}} - V_{\text{н/ф ЦДНГ-1(3)+ЦДНГ-1}}) + V_{\text{H}_2\text{O ЦДНГ-4}} + V_{\text{H}_2\text{O ЦДНГ-УМС}} + V_{\text{H}_2\text{O ЦДНГ-СП}}$$

$$V_{\text{H}_2\text{O ЦДНГ-4}} = 6244 * 0,852 = 5320 \text{ м}^3/\text{сут} = 222 \text{ м}^3/\text{час}$$

$$V_{\text{H}_2\text{O ЦДНГ-УМС}} = 880 * 0,478 = 421 \text{ м}^3/\text{сут} = 17,5 \text{ м}^3/\text{час}$$

$$V_{\text{H}_2\text{O ЦДНГ-СП}} = 980 * 0,752 = 737 \text{ м}^3/\text{сут} = 31 \text{ м}^3/\text{час}$$

$$V_{\text{H}_2\text{O УПН-1/2}} = 7,4 + 8,7 + 11 + 222 + 17,5 + 31 = 298 \text{ м}^3/\text{час}$$

$$V_{\text{H}_2\text{O УПН-3/4}} = 17841 * 0,051 = 910 \text{ м}^3/\text{сут} = 38 \text{ м}^3/\text{час}$$

$$V_{\text{H}_2\text{O OC}} = 298 + 38 = 336 \text{ м}^3/\text{час}$$

Для перекачки подтоварной воды с очистных сооружений на КНС (336 м³/час) предлагается использовать три существующих насоса ЦНС-300/240.

В таблице 4.9 приведены данные по поступлению жидкости на УПН-1,2 и очистные сооружения до и после реконструкции.

Таблица 4.9 – Таблица сравнения

Поступление жидкости на УПН-1/2, млн.м ³ /год.		Поступление пластовой воды на очистные сооружения, м ³ /час.	
до реконструкции	после реконструкции	до реконструкции	после реконструкции
14	5,37	1370	336

В таблице 4.10 приведено сопоставление данных по насосному оборудованию до и после реконструкции.

Таблица 4.10 – Сопоставление насосного оборудования

Насосное оборудование необходимое для перекачки жидкости				
до реконструкции		после реконструкции		
Тип насоса	м³/час	Тип насоса	Н/ф, м³/час	Н₂О, м³/час
ДНС - 1				
ЦНС 300/240 - 3 шт.	297	-		
ДНС - 2				
НК 200/210 - 3шт. ЦНС 300/240 - 1 шт.	329	ЦНС 300/120 - 2 шт. ЦНС 105/196 – 2 шт.	75	314
ДНС – 5				
НК 200/210 - 4 шт.	264	НК 200/210 - 2 шт. ЦНС 105/196 – 2 шт.	91	173
ДНС – 6				
НК 200/210 - 3 шт. ЦНС 300/240 - 2 шт.	371	ЦНС 300/120 - 3 шт. ЦНС 105/196 – 2 шт.	109	500
Очистные сооружения				
ЦНС 300/240 - 3 шт. ЦНС 850/240 - 2 шт.	1400	ЦНС 300/240 - 3 шт.		336

4.4 Тепловая нагрузка печей для подогрева сырой нефти после НГС перед НГСВ

Исходные данные для расчета:

Объёмный расход товарной нефти - $Q_n = 520 \text{ м}^3/\text{ч}$;

Обводнённость сырой нефти – $H_b = 67\%$;

Плотность товарной нефти при 20°C - $\rho_n = 845 \text{ кг/м}^3$;

Плотность подтоварной воды - $\rho_v = 1007 \text{ кг/м}^3$;

Плотность топливного газа - $\rho_g = 0,553 \text{ кг/м}^3$;

Низшая теплота сгорания топлива - $Q_p = 12000 \text{ ккал/ч}$ ($50,2 \text{ МДж/м}^3$);

Определить: полезную тепловую нагрузку печи - $Q_{\text{пол}}$;

годовой расход топлива - $Q_{\text{газа}}$.

Расчет:

1. Полезная тепловая нагрузка печи ($Q_{\text{пол}}$, ккал/ч или Мвт) ПТБ-10 складывается из тепла, затраченного на нагрев сырой нефти

Тепло, необходимое для нагрева нефти, ($Q_{\text{пол}}$, ккал/ч или Мвт)

$$Q_{\text{пол}} = G * (It_1 - It_2), \text{ ккал/ч (Мвт)} \quad (4.1)$$

где G - производительность печи, кг/ч;

It_1, It_2 - энтальпия жидкости при температурах входа и выхода её из печи, ккал/ч (кДж/кг).

2. Производительность печи находим по формуле

$$G = Q_{\text{ж}} * \rho_{\text{ж}}, \text{ кг/ч} \quad (4.2)$$

где $Q_{\text{ж}}$ - расход сырой нефти, м /ч;

$\rho_{\text{ж}}$ - плотность поступающего сырья, кг/м;

Расход сырой нефти при обводнённости 67% составит:

$$Q_{\text{ж}} = (Q_n * H_b / H_n) + Q_n, \text{ м/ч} \quad (4.3)$$

где Q_n - расход нефти, м/ч;

H_b – процентное содержание воды, %;

					Предлагаемая схема ДНС-УПСВ	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

H_n – процентное содержание нефти, %.

$$Q_{ж} = (485 * 67 / 33) + 485 = 1470 \text{ м/ч}$$

$$\rho_{ж} = \rho_{в} * H_{в} + \rho_{н} * (1 - H_{в}), \text{ г/см}^3 \text{ (кг/м}^3\text{)} \quad (4.4)$$

где $\rho_{в}$ - плотность подтоварной воды;

$\rho_{н}$ – плотность товарной нефти при 20°C.

$$\rho_{ж} = 1,007 * 0,67 + 0,845 * (1 - 0,67) = 0,954 \text{ г/см}^3 \text{ (кг/м}^3\text{)}$$

Температура поступающей жидкости в зимнее время в среднем равна 10° С. Для технологического расчёта необходимо пересчитывать плотность нефтепродукта от одной температуры к другой по формуле Д. И. Менделеева

$$\rho_{ж} = \rho_{ж} - a * (t - 20), \text{ кг/м}^3 \quad (4.5)$$

где $\rho_{ж}$ - относительная плотность нефтепродукта при 20° С;

$\rho_{ж}$ - относительная плотность нефтепродукта при заданной температуре t ;

a - средняя температурная поправка на 1° С.

Плотность сырья при 10° С по формуле (4.5)

$$\rho_{ж} = 954 - 0,567 * (10 - 20) = 960 \text{ кг/м}^3$$

Плотность сырья при 40° С по формуле (4.5)

$$\rho_{ж} = 954 - 0,567 * (40 - 20) = 943 \text{ кг/м}^3$$

По формуле (4.2) производительность печи

$$G = 1470 * 960 = 1411200 \text{ кг/ч}$$

3. Энтальпия жидких нефтепродуктов численно равна количеству тепла (в калориях или Джоулях), необходимого для нагрева 1 кг продукта от 0 С до заданной температуры. Энтальпия измеряется в ккал/кг или кДж/кг. Для определения энтальпии жидких нефтепродуктов используют формулу

$$It = k_t * a, \text{ ккал/кг (кДж/кг)} \quad (4.6)$$

где k_t - поправка на температуру;

a - поправка на плотность,

					Предлагаемая схема ДНС-УПСВ	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Энтальпия сырой нефти при температурах входа и выхода из печи по формуле (4.6)

$$I_{10} = 4,07 * 1,022 = 4,160 \text{ ккал/кг} = 17,417 \text{ кДж/кг}$$

$$I_{40} = 16,77 * 1,022 = 17,140 \text{ ккал/кг} = 71,762 \text{ кДж/кг}$$

4. Полезная тепловая нагрузка по формуле (4.1)

$$Q_{\text{пол}} = 1411200 * (17,140 - 4,160) = 18317376 \text{ ккал/ч}$$

В системе СИ $Q_{\text{пол}} = 18317376 \text{ ккал/ч} = 21 \text{ Мвт}$

5.Определение коэффициента полезного действия печи и расхода топлива (Q_2 , ккал/кг)

Потери тепла с уходящими газами по формуле

$$Q_2 = (NCO_2 * CCO_2 + NH_2O * CH_2O + NN_2 * O_2) * (t_{\text{д.г.}} - t_n), \text{ккал/ч}, \quad (4.7)$$

где $t_{\text{д.г.}} = 550^\circ \text{C}$ - температура уходящих дымовых газов;

$t_n = 10^\circ \text{C}$ наружная температура

$$Q_2 = (0,065 * 9,97 + 0,111 * 8,25 + 0,57 * 7) * (550 - 10) = 2999 \text{ ккал/ч},$$

В системе СИ: $Q_2 = 12556 \text{ кДж/кг}$.

Потери тепла с уходящими газами ($q_2, \%$)

$$q_2 = (Q_2 / Q_p) * 100 = (2999 / 12000) * 100 = 25\%,$$

где Q_p - низшая теплота сгорания топлива

Принимаем потери тепла излучением $g_5 = 3\%$. Потери тепла от химической и механической неполноты горения пренебрегаем ($g_3 = 0$ и $g_4 = 0$)

Коэффициент полезного действия печи по формуле

$$n = 100 - (g_2 + g_3 + g_4 + g_5) / 100, \quad (4.8)$$

$$n = 100 - (25 + 3) / 100 = 0,72$$

Расход топлива находим по формуле:

$$B = Q_{\text{пол}} / Q_p * n, \text{кг/ч}, \quad (4.9)$$

где $Q_{\text{пол}}$ - полезная тепловая нагрузка, ккал/ч;

Q_p - низшая теплота сгорания топлива, ккал/кг;

n - к. п. д. печи.

					Предлагаемая схема ДНС-УПСВ	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В качестве топлива используется попутный нефтяной газ, низшая теплота сгорания которого составляет - 12000 ккал/кг (50,2 Мдж/кг).

$$B = 18317376 / 12000 * 0,72 = 2120 \text{ кг/ч}$$

Расход газа составит:

$$Q_g = B / \rho_g, \text{ м}^3 / \text{ч}, \quad (4.10)$$

где ρ_g - плотность топливного газа

$$Q_g = 2120 / 0,553 = 3834 \text{ м}^3 / \text{ч} = 33583700 \text{ м}^3 / \text{год}$$

4.5 Расчёт времени отстоя при предварительном сбросе воды

Исходные данные для расчета:

Два РВС объёмом $V = 5000 \text{ м}^3$;

Диаметр РВС, $D = 22,79 \text{ м}$;

Высота РВС, $H = 11,45 \text{ м}$;

Суточная откачка нефти $Q_{с.} = 9750 \text{ т/сут}$;

Плотность нефти - 0,834 г/см³;

Обводнённость - 67%.

Определить : время отстоя нефти - τ_0

Расчет:

В связи с большой обводнённостью поступающей на вход ДНС Муравленковского месторождения жидкости до 84% воды, возникла необходимость использовать резервуары объёмом 5000м³, для предварительного сброса воды.

Резервуары будут задействованы в технологии УПСВ ДНС в качестве резервуаров-отстойников. Резервуары-отстойники предназначены для предварительного отделения методом динамического отстаивания однотипных по физико-химическим свойствам нефтепромысловых пластовых вод от нефти и твёрдых механических примесей.

					Предлагаемая схема ДНС-УПСВ	Лист
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Эти резервуары эксплуатируются в течении суток непрерывно, в динамическом режиме, т.е. при одновременном непрерывном заполнении обводнённой нефтью, отстаивании и отводе нефти с малым содержанием воды.

Рассчитаем необходимое время отстаивания нефти в РВС. Суточная откачка нефти составляет $Q_c = 9750$ т/сут.

Время отстаивания находим по формуле

$$\tau_0 = (F * H_{ж}) / V_{ж}, ч \quad (4.11)$$

где F - площадь РВС, м²;

$H_{ж}$ - глубина жидкости в РВС, м;

$V_{ж}$ - объем жидкости, м³ /ч.

Расчитаем площадь РВС по формуле:

$$F = 3,14 * D^2 / 4, м^2 \quad (4.12)$$

где D - диаметр РВС, м

$$F = 3,14 * 33,35^2 / 4 = 874 м^2$$

Определяем суточный объём товарной нефти при плотности

$$\rho_n = 0,834 \text{ г/см}^3$$

$$V_n = Q_c / \rho_n, м^3 \quad (4.13.)$$

где Q_c - суточная сдача товарной нефти, т/сут.;

ρ_n - плотность нефти, кг/м³

$$V_n = 9750 / 0,834 = 11691 м^3$$

Тогда суточный объём пластовой воды, поступающей с нефтью в РВС при средней обводнённости 67 %, составит:

$$V_v = (V_n * H_B) / H_n, м^3 / сут, \quad (4.14)$$

где V_v - объём товарной нефти, м³ /сут.;

H_B - процентное содержание воды, %;

H_n - процентное содержание нефти, %.

$$V_v = (11691 * 67) / 33 = 23736 м^3 / сут,$$

					Предлагаемая схема ДНС-УПСВ	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Следовательно, суммарный объём жидкости, поступающей на установки ЦППН за одни сутки, определяется :

$$V_{\text{жс}} = V_{\text{н}} + V_{\text{е}}, \text{ м}^3 / \text{сут}, \quad (4.15)$$

$$V_{\text{жс}} = 11691 + 23736 = 35427 \text{ м}^3 / \text{сут},$$

Часовой объём жидкости составит :

$$V_{\text{жс}} = 35427 / 24 = 1476 \text{ м}^3 / \text{ч} \quad (4.16)$$

Поток жидкости равномерно поступает в два резервуара, следовательно, в один поступает:

$$V_{\text{жс}} = 1476 / 2 = 738 \text{ м}^3 / \text{ч},$$

Общая высота РВС составляет $H_{\text{общ}} = 12,25 \text{ м}$, из формулы:

$$H_{\text{общ}} = H_{\text{л}} + H_{\text{р}} + H_{\text{н}}, \text{ м}, \quad (4.17)$$

где $H_{\text{л}}$ - высота водяной подушки, м;

$H_{\text{р}}$ - рабочая высота водоотделителя, м;

$H_{\text{п}}$ - высота парового пространства в аппарате, м.

$$H_{\text{л}} + H_{\text{р}} = H_{\text{жс}}, \text{ м} \quad (4.18)$$

$$H_{\text{р}} = w_0 * \tau, \text{ м}, \quad (4.19)$$

где w_0 - скорость неоднородной системы (нефтепродукт и вода) в РВС составляет 0,004 - 0,005 м/с, принимаем 0,005 м/с;

τ - время пребывания смеси в РВС составляет 0,25 - 0,50 ч, принимаем 0,30 ч.

$$H_{\text{р}} = 0,005 * (0,30 * 3600) = 5,4 \text{ м},$$

$H_{\text{л}}$ - принимаем в пределах трёх метров.

$$H_{\text{н}} = 12,25 - (3 + 5,4) = 3,85 \text{ м},$$

$$H_{\text{жс}} = 12,25 - 3,85 = 8,4 \text{ м},$$

Время отстаивания составит:

$$\tau_0 = (874 * 8,4) / 738 = 9,95 = 10 \text{ час}$$

					Предлагаемая схема ДНС-УПСВ	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.6 Гидравлический расчёт трубопровода приёма насосов по перекачке подтоварной воды из РВС на очистные сооружения

Исходные данные для расчета:

Трубопровод длиной - $l = 3500$ м;

Диаметр трубопровода – $D_v = 0,325$ м;

Плотность жидкости – $\rho_{ж} = 1007$ кг/м³;

Абсолютная шероховатость стенок трубы - $e = 0,01$ см;

Внутренний диаметр трубы - $D_v = 0,309$ м.

Определить: потерю напора на трение - $h_{тр}$;

перепад давления обусловленный трением - p .

Расчет:

При движении жидкости по трубопроводу происходит потеря давления по его длине, вызываемая гидравлическими сопротивлениями. Величина потерь давления (напора) зависит от диаметра трубопровода, состояния его внутренней поверхности стенок (гладкие, шероховатые), количества перекачиваемой жидкости и её физических свойств.

Потерю напора на преодоление трения по длине трубопровода круглого сечения при установившемся течении определяют по формуле Дарси - Вейсбаха

$$h_{тр} = k * [(1/D) * (v/2_g)], \text{ м} \quad (4.20)$$

или

$$p = k * [(1/D) * (v/2)] * \rho_{ж} \quad (4.21)$$

где $h_{тр}$ - потеря напора на трение, м;

p - перепад давления, обусловленный трением, Па;

l - длина трубопровода, м;

D - диаметр трубопровода, м;

v - средняя скорость жидкости, м/с;

g - ускорение свободного падения, м/с²;

					Предлагаемая схема ДНС-УПСВ	Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ρ - плотность жидкости, кг/м³ ;

k - коэффициент гидравлического сопротивления, зависящий от режима движения жидкости, относительной шероховатости внутренней стенки трубы, т.е.

$$k = f(Re), \text{ здесь } = 2e / D_{\text{в}} \quad (4.22)$$

где e - абсолютная шероховатость стенок трубы, см;

$D_{\text{в}}$ - внутренний диаметр трубы в см.

Режим движения жидкости в трубопроводе характеризуется параметром Рейнольдса Re , определяемым из формулы:

$$Re = (v * D) / \nu, \quad (4.23)$$

где ν - кинематическая вязкость жидкости, м²/с.

Если течение жидкости в трубе ламинарное, т.е. $Re < 2320$, то, по Стоксу, коэффициент гидравлического сопротивления:

$$k = 64 / Re \quad (4.24)$$

и не зависит от шероховатости стенок трубы.

При турбулентном течении жидкости, когда $Re > 2320$, для определения.. имеется целый ряд экспериментальных формул. Область турбулентного течения жидкости подразделяется на три зоны:

- 1) гидравлические гладкие трубы $2320 < Re < Re_{\text{пер1}}$,
- 2) переходная зона $Re_{\text{пер1}} < Re < Re_{\text{пер2}}$,
- 3) квадратичное течение жидкости $Re > Re_{\text{пер2}}$.

Среднюю скорость течения жидкости v выразим через объёмный расход и живое сечение потока S :

$$v = Q / S = 4Q / D, \text{ м/с}, \quad (4.25)$$

где Q - объёмный расход подтоварной воды, м³/с;

S - площадь сечения трубопровода, м².

Определяем секундный объёмный расход подтоварной воды:

$$Q = Q_{\text{г}} / 86400, \text{ м}^3/\text{с} \quad (4.26)$$

					Предлагаемая схема ДНС-УПСВ	Лист
						66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Q = 23736 / 86400 = 0,31 \text{ м/с}.$$

Средняя скорость жидкости:

$$v = (4 * 0,31) / (3,14 * 0,5) = 1,58 \text{ м/с}$$

Параметр Re:

$$Re = (1,58 * 0,5) / (0,24 * 10) = 32917$$

Режим течения жидкости турбулентный $32917 > 2320$.

Определим число Рейнольдса в переходных зонах течения по формуле:

$$Re_{пер} = 59,5 / \Psi, \quad (4.27)$$

$$\text{где } \Psi = (2 * 0,01) / 48 = 0,0004$$

$$Re_{пер} = 59,5 / 0,0004 = 457692$$

Область турбулентного течения находится в зоне гидравлически гладких труб $2320 < 32917 < 457692$.

Для зоны гидравлически гладких труб при $Re < 10$ коэффициент гидравлического сопротивления определяют по формуле Блазиуса:

$$k = 0,3164 / Re \quad (4.28)$$

$$k = 0,3164 / 32917 = 0,0234$$

По формуле Дарси - Вейсбаха потери напора на трение:

$$h_{тр} = 0,0234 * [(150 / 0,5) * (1,58 / (2 * 9,81))] = 0,89 \text{ м}$$

перепад давления:

$$p = 0,0234 * [(150 / 0,5) * (1,58 / 2)] * 1007 = 8823,7 \text{ Па}$$

4.7 Расчет толщины стенки резервуара на прочность

Исходные данные для расчета:

Объем резервуара- $V=10\ 000 \text{ м}^3$;

Диаметр резервуара- $D=34,2 \text{ м}$;

Высота РВС - $h=11,8 \text{ м}$;

Плотность подтоварной воды- $\rho_v - 1010 \text{ кг/м}^3$.

					Предлагаемая схема ДНС-УПСВ	Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Материал ст.09Г2С

Расчет:

Основной нагрузкой при расчете толщины стенки резервуара на прочность является гидравлическое давление жидкости

На высоте x от уровня жидкости на стенки резервуара действует гидростатическое давление, равное:

$$P_k = \rho_{\text{ж}} * g * x, \text{ МПа}, \quad (4.29)$$

где $\rho_{\text{ж}}$ - плотность жидкости ;

g – ускорение свободного падения ;

x – глубина жидкости в РВС.

Вместе с пластовой водой поступает растворенный в ней газ то есть на стенку резервуара действует избыточное давление ($P_{\text{изб}}$) газа в газовом пространстве резервуара , которое может достигать 2000 Па .

Полное давление на стенку резервуара на уровне x с учетом избыточного равно :

$$P_k = \rho_{\text{ж}} * g * x + P_{\text{изб}} \quad (4.30)$$

Значения полного давления на стенки резервуара при разной глубины сводим в таблицу 4.11

Таблица - 4.11- Значения полного давления

$X, \text{м}$	11	9.5	8	6.5	5	3.5	2	0.5
$P, \text{МПа}$	0.12	0.1	0.09	0.07	0.05	0.03	0.02	0.007

На стенки резервуара действуют кольцевые напряжения. Для нахождения этих напряжений разрежем –резервуар диаметральной плоскостью и отбросим верхнюю часть

Расчет ведется по наибольшему нормальному напряжению. Это напряжение должно быть не больше допускаемого с учетом коэффициента

					Предлагаемая схема ДНС-УПСВ			Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				68

прочности сварного шва ϕ , определим номинальную расчетную толщину стенки резервуара :

$$S = \rho_{\phi} * D_{\text{вн}} / (2\sigma - \rho_{\phi}), \text{ мм} \quad (4.31)$$

где $D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр резервуара;

σ - допускаемое напряжение.

Полная толщина стенки резервуара учитывается при добавке C , мм на коррозию и эррозию и определяется по формуле

$$S = \rho_{\phi} * D_{\text{вн}} / (2\sigma - \rho_{\phi}) + C, \text{ мм} \quad (4.32)$$

где S - полная расчетная толщина стенки резервуара;

σ - нормативное допускаемое напряжение, для стали 09Г2С $\sigma = 170$ МПа/м²

$\phi = 0,85$ – коэффициент прочности сварного шва;

$D_{\text{вн}} = 34,2$ м – внутренний диаметр резервуара ;

$C = 0,1$ мм/год – прибавка к расчетной толщине, учитывающая агрессивное действие рабочей среды на материал корпуса резервуара. При гарантированном сроке службы резервуара 10 лет $C = 1$ мм.

Толщину стенки на разной высоте , по поясам, определенной по формуле (4.32) сводим в таблицу 4.12

Таблица 4.12 – Толщина стенки по разной высоте

P, МПа	0.12	0.1	0.09	0.07	0.05	0.03	0.02	0.007
X, м	11	9.5	8	6.5	5	3.5	2	0.5
S, мм	14	12	10.6	8	6	3.6	2.3	0.8

Исходя из технологических и конструктивных предположений толщину металла начиная с пятого пояса принимают не менее 8 мм.

Как видно из расчета по тепловой нагрузке на печи подогрева при применении предварительного сброса воды происходит снижение тепловой нагрузки на печи подогрева с 21 Мвт до 17,4 Мвт, что влечёт за собой

снижение потребления топливного газа с 33583700 м³/в год до 27512055 м³/в год, т.е. на 6071645 м³/в год. Это позволит высвободить в резерв одну

печь и рациональнее использовать действующий и резервный фонды печей.

Увеличение времени отстаивания и рабочей высоты водоотделителя влечёт за собой снижение расхода деэмульгатора.

Обезвоживание нефти на промыслах - наиболее эффективное мероприятие по сокращению потерь по транспорту нефти в системе её транспорта.

Важнейшим показателем работы установок по обезвоживанию нефти считается себестоимость продукции, основой расчёта являются эксплуатационные затраты.

Эксплуатационные затраты на подготовку нефти состоят из затрат на пар, электроэнергию, деэмульгаторы, воду, реагенты, зарплату, амортизацию и др.

Основная доля затрат приходится на электроэнергию, деэмульгаторы, амортизацию оборудования.

Резервами снижения затрат служат рациональная загрузка насосов, применение эффективных деэмульгаторов, амортизация оборудования.

					Предлагаемая схема ДНС-УПСВ	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.8 Расчет экономии электроэнергии при реконструкции ДНС – 1,2,5,6

В таблицах 4.13 и 4.14 приведены данные по потреблению электроэнергии насосами по перекачке жидкости до и после реконструкции ДНС-1,2,5,6.

Таблица 4.13- Потребление электроэнергии до реконструкции

Тип насоса	Назначение	Кол-во, шт.	Мощность, кВт	Энергопотребление, кВтч/год
ЦНС-300/240	Подача жидкости с ДНС-1 на ЦППН	1	300	2628000
НК-200/210	Подача жидкости с ДНС-2 на ЦППН	2	320	2803200
НК-200/210	Подача жидкости с ДНС-5 на ЦППН	2	320	2803200
НК-200/210	Подача жидкости с ДНС-6 на ЦППН	2	320	2803200
ЦНС-850/240	Подача жидкости с О.С. на КНС	1	800	7008000
ЦНС-300/240	Подача жидкости с О.С. на КНС	2	630	5518800
ИТОГО			2690	23564400

Таблица 4.14 - Потребление электроэнергии после реконструкции

Тип насоса	Назначение	Кол-во, шт.	Мощность, кВт	Энергопотребление, кВтч/год
ЦНС-105/196	Подача жидкости с ДНС-2 на ЦППН	1	90	788400
ЦНС-300/120	Подача жидкости с ДНС-2 на КНС-2	2	280	2452800
ЦНС-105/196	Подача жидкости с ДНС-5 на ЦППН	1	90	788400
НК-200/210	Подача жидкости с ДНС-5 на КНС-5	1	160	1401600
ЦНС-105/196	Подача жидкости с ДНС-6 на ЦППН	1	90	788400
ЦНС-300/120	Подача жидкости с ДНС-6 на КНС-6	2	320	2803200
ЦНС-300/240	Подача жидкости с О.С. на КНС	1	315	2759400
ИТОГО			1345	11782200

Расчеты показывают, что при организации предварительного сброса воды на ДНС позволит экономить около 12 млн. кВтч в год электроэнергии, за счет более рациональной перекачки жидкости.

6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

6.1 Характеристика деятельности филиала «Газпромнефть-Муравленко»

Предметом и основной целью филиала является добыча нефти и газа, подготовка и переработка нефти, разработка и обустройство месторождений нефти и газа. В соответствии с предметом и целью своей деятельности филиал «Газпромнефть-Муравленко» планирует свою деятельность, руководствуясь при этом заказами, нормативами, установленными ПАО «Газпромнефть», а также заключенными хозяйственными договорами, обеспечивает выполнение плана по добыче нефти и газа на основе всемерного развития и внедрения в производство передовой техники, обеспечивает сбор, подготовку, транспорт нефти и газа, производит водозабор, подготовку, транспорт воды, закачку в пласт рабочих агентов (вода, газ, поверхностно-активные вещества и др.), осуществляет эксплуатацию, текущий и капитальный ремонт инженерных сетей, линий электропередач, электростанций, электрооборудования, систем автоматики и телемеханики, дорог, разрабатывает и выполняет мероприятия по охране природы и окружающей среды.

6.1.1 Производственная структура филиала «Газпромнефть-Муравленко»

Структура аппарата управления филиала характеризуется наличием начальника управления, его заместителей (главный инженер, главный геолог, заместитель начальника управления по общим вопросам и др.), функциональных отделов, выполняющих отдельные задачи управления.

					Реконструкция дожимных насосных станция в условиях филиала «Газпромнефть-Муравленко»							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение			Лит.	Лист	Листов		
Разраб.		Дегтярёв В.В.									73	104
Руковод.		Радюк К.Н.										
Консульт.		Макашева Ю.С										
Рук-ль ООП		Брусник О.В.										
					ТПУ гр. 3-263А							

Главный инженер является первым заместителем начальника . Он осуществляет техническое руководство производством через отделы - технологический , производственный , отдел главного механика , отдел главного энергетика , охраны труда и техники безопасности . Функцией технологического отдела является обеспечение постоянного контроля и совершенствования техники и технологии производства .

Отдел охраны труда контролирует соблюдение правил техники безопасности , охраны труда и промышленной санитарии , разрабатывает профилактические мероприятия по предотвращению промышленного травматизма , профессиональных заболеваний и т.д. Главному геологу (второму заместителю начальника управления) подчинен геологический отдел . Главная задача производственного отдела - разработка и анализ выполнения оперативных планов - графиков организационно-технических мероприятий . Главный энергетик отвечает за бесперебойное обеспечение производственных объектов энергией и ремонт электрооборудования производственных объектов .

Отдел организации труда и заработной платы проводит работу по планированию научной организации труда , осуществляет техническое нормирование, организует соревнования “лучший по профессии” .Бухгалтерия осуществляет учет денежных расходов предприятия , основных и оборотных средств , зарплаты , составляет бухгалтерский учет и баланс активов и пассивов предприятия , осуществляет планирование и анализ финансов , определяет доходы и расходы предприятия и т.д.

Отдел кадров ведет подбор и комплектование кадров , прием и увольнение работающих на предприятии , учет движения работников как на предприятии , так и за пределы предприятия .

Центральная инженерно-технологическая служба проводит оперативное руководство , регулирование и контроль за деятельностью всех подразделений

					Финансовый менеджмент	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

основного производства. Задачей ЦДНГ является обеспечение выполнения суточных , месячных и годовых заданий по добыче нефти . Цех занимается организацией бесперебойной работы производственных объектов и осуществлением оперативного контроля .

					Финансовый менеджмент	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

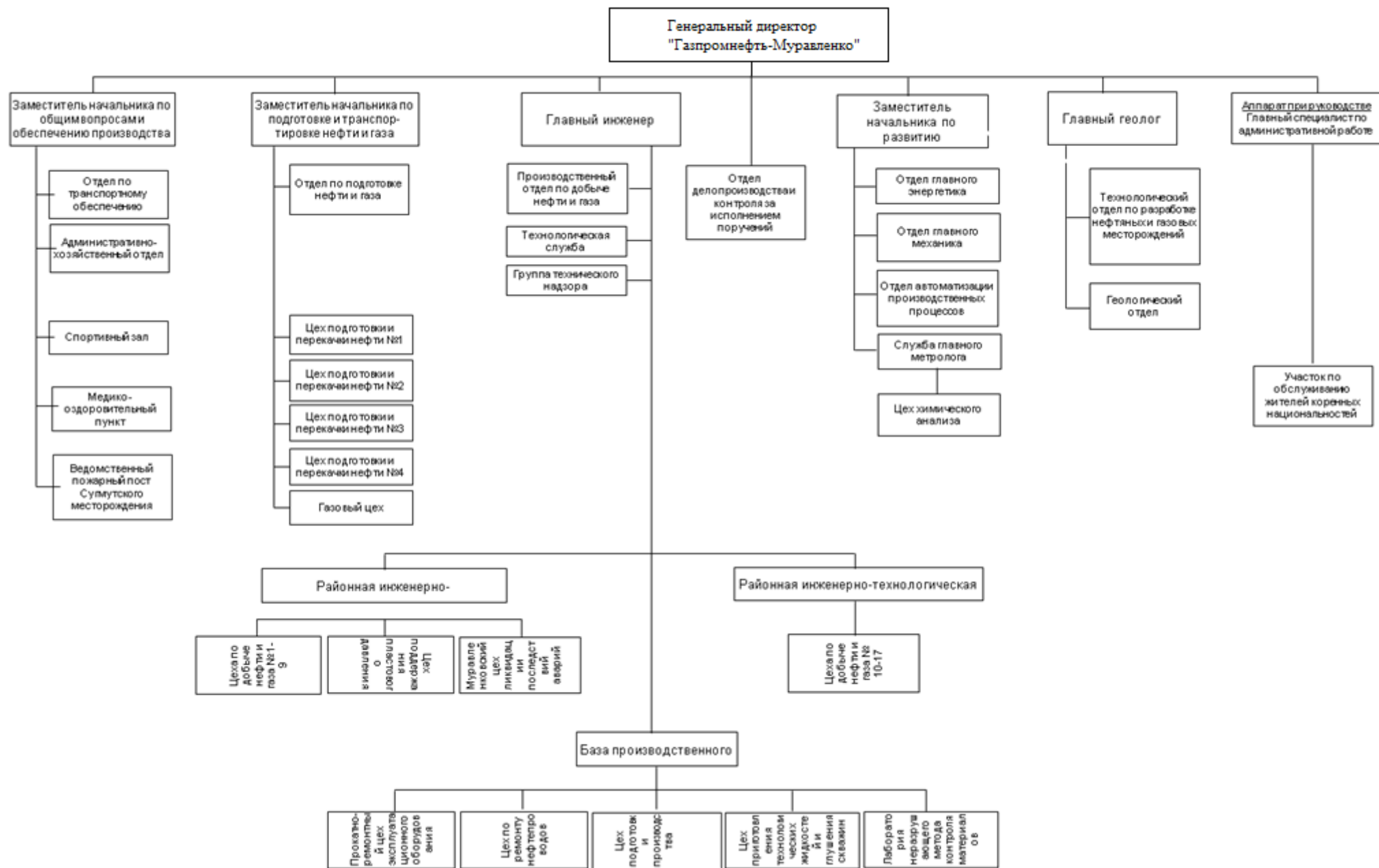


Рисунок 6.1– Производственная структура «Газпромнефть-Муравленко»

6.1.2 Анализ технико-экономических показателей филиала

«Газпромнефть-Муравленко»

Динамику технико-экономических показателей предприятия можно проследить по данным (таблицы 6.1), полученным из «Годового отчета производственно-хозяйственной деятельности филиала «Газпромнефть-Муравленко» за 2015г.-2016г. По динамике прослеживается тенденция к росту добычи нефти, к примеру в 2016 году добыча нефти составила 17982,495 тыс.тонн это на 7,67 % больше чем в 2015 году, этот рост связан с вводом в разработку новых месторождений[3].

Основными причинами, не позволяющими поддерживать добычу нефти на стабильном уровне, является истощение запасов нефти по высокопродуктивным месторождениям, в результате чего растет количество нагнетательных скважин и вследствие обводненность продукции, также причиной является невыполнение плана по вводу в эксплуатацию новых нефтяных скважин, снижение действующего фонда. В 2016 году действующий фонд состоял из 2070 скважин, суточная добыча составила 49267 тонн, отсюда следует что средний дебит равен 23,8 тонн. Численность промышленно-производственного персонала в 2016 году составила 2672 человека, это на 6% меньше чем в 2015 году, уменьшение числа работников произошло за счет реорганизации производства и образования новых управлений в составе ПАО «Газпромнефть».

В 2016 году прослеживается значительный рост себестоимости выпускаемой продукции на 20 % к 2015 году. Это происходит из-за роста расходов на энергию, оплату труда, амортизацию оборудования и так далее. Так как в дипломном проекте рассматривается система сбора и подготовки нефти, далее приведем динамику расходов за 2015 и 2016 года по технологической подготовке нефти (таблица 6.3).

Проведя анализ технико-экономических показателей филиала «Газпромнефть-Муравленко», можно сказать что, предприятие находится на стадии увеличения добычи нефти.

					Финансовый менеджмент	Лист
						76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 6.1– Динамика технико-экономических показателей по филиалу
«Газпромнефть-Муравленко».

Показатели	2014 год	2015 год	2016 год	
			план	факт
Добыча нефти, тыс.тн	15 901,27	16 701,39	18 581,7	17 982,49
Добыча жидкости, тыс.тн	38 650,78	43 802,66	54 846,0	53 687,68
Обводненность,%	61,2	61,9	66,1	66,5
Сдача нефти, тыс.тн	15 817,33	16 625,43	18 511,8	17 893,36
Закачка воды в пласт,тыс.м ³	34 356,76	48 197,9	57 983,3	59 471,86
Добыча газа,млн.м ³	846,3	706,7	650,6	595,3
Сдача скважин,скв	111	97	51	50
Ввод новых нефтяных скважин,скв	98	81	42	38
Фонд скважин – всего,скв	8 411	8 508		8 558
Эксплуатационный фонд,скв	5 261	5 283		5 304
Действующий фонд,скв	2 176	2 124		2 070
Дающие продукцию скважины,скв	1 998	1 984		1 941
Нагнетательный фонд,скв	1 440	1 518		1 590
Бездействующий фонд скважин,скв	3 084	3 104		3 174
ТРУД				
Численность – всего,чел.	2 989	2 842	2 670	2 672
Фонд заработной платы – всего,тыс.руб	1 582 142	1 596 150	1 612 501	1 622 857
Среднемесячная з/пл 1 работающего, руб	55 570	58 413	61 302	61 390
Удельные трудовые затраты – всего,ч/скв	1,210	1,250	1,281	1,299
- основная деятельность,ч/скв	1,180	1,230	1,262	1,280
Выработка на 1 работающего – основная деятельность,тн/ч	5 395,8	6 221,6	7 312,7	7 058,4
СЕБЕСТОИМОСТЬ				
Затраты по филиалу,тыс.руб	8 341 258	9 367 811	11 777 709	11 243 753
Затраты на 1 тонну,руб	503,57	560,24	612,39	628,36

Таблица 6.2 – Расходы по технологической подготовке нефти.

Наименование	2015 год	2016 год				
		план	факт	откл. от плана	% вып.	% к 2015 г
1. Сырье и основные материалы, тыс.руб					0	
2. Вспомогательные материалы, тыс.руб	80 788	83 887	72 800	-11783	75,4	72,5
3. Топливо на производственно-технологические нужды, тыс.руб	85 596	98 606	89 587	-8278	85,1	93,5
4. Эл.энергия на производственно-технологические нужды, тыс.руб	440 861	459 342	465 030	6061	111,8	165,3
5. Основная заработная плата производственных рабочих, тыс.руб	150 916	153 395	155 178	2 783	118,9	132,7
6. Отчисления на социальное страхование, тыс.руб	15 700	15 866	18 777	2911	118,3	119,6
7. Амортизация основных фондов, тыс.руб	67 784	65 174	71 685	6163	127,8	168,8
8. Транспортные расходы, тыс.руб	29 640	29 310	31 587	1829	117,7	161,8
9. Услуги других цехов, тыс.руб	118 110	98 998	104 559	5561	105,6	88,5
10. Прочие производственные расходы, тыс.руб	79 489	76 038	112 050	40266	323,2	211,4

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Финансовый менеджмент

Лист

78

11. Цеховые расходы,тыс.руб	57 501	51 232	65 864	14632	128,6	114,5
12. Услуги на сторону,тыс.руб	538 533	682 741	678 056	-4617	95,4	65,6
13. Общепроизводственные расходы,тыс.руб					0	0
Итого затрат	1 488 713	1 591 320	1 665 082	73762	122,1	152,1
Объем подготовки нефти, тыс.м ³	23 658,0	22 421,1	21 635,9	-785,2	96,5	91,5
Себестоимость подготовки нефти,руб	62,92	70,87	76,82	3,95	126,6	16,63

6.2 Расчет себестоимости процесса подготовки нефти.

За счет внедрения данного проекта увеличивается объем пластовой воды, сбрасываемой обратно в пласт. Поэтому уменьшается грузопоток до ЦППН и обратно до нагнетательных скважин. Как следствие, сокращаются расходы на энергию при перекачке водонефтяной эмульсии.

В отличие от мероприятий по нефтеотдаче при внедрении данного проекта не происходит увеличения условно-переменных расходов($\Delta \mathcal{E}$), связанных с приростом добычи нефти.

$$\Delta \mathcal{E} = (B_1 - B_2) * U_{\text{ср}}, \text{кВтч},$$

где B_1 - объем перекачиваемой жидкости до внедрения, тыс.м³;

B_2 - объем перекачиваемой жидкости после внедрения, тыс.м³;

$U_{\text{ср}}$ - норма расхода кВтч на перекачку одной тысячи м³ жидкости.

Данные B_1 и B_2 берем из таблицы 4.9.

$$\Delta \mathcal{E} = (14000,0 - 5370,0) * 2,2 = 18986,0 \text{ тыс.кВтч}$$

Экономия расходов на потребление производственной энергии составляет:

$$\mathcal{E}_{\text{пэ}} = \Delta \mathcal{E} * C_{\text{э}},$$

где $C_{\text{э}}$ - средняя стоимость 1 кВтч, $C_{\text{э}}=3,12$ руб/кВтч

					Финансовый менеджмент	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\mathcal{E}_{нэ} = 18986,0 * 3,12 = 57210,6 \text{ тыс.руб.}$$

Снижение максимальной нагрузки ежемесячно:

$$\Delta H_{.м} = \Delta \mathcal{E} / T_{г} * K_1 / K_2 ,$$

где $T_{г}$ – количество часов в году;

K_1 и K_2 – поправочные коэффициенты

$$\Delta H_{.м} = 57210,6 / 8760 * 1,03 / 0,998 = 6,8 \text{ квт}$$

Экономия расходов на оплату мощности составляет:

$$\Delta \mathcal{E}_p = \Delta H_{.м} * C_{.м} * T_{.м} ,$$

где $C_{.м}$ - средняя стоимость, $C_{.м}$ = 1508,4 руб/кВт в месяц;

$T_{.м}$ – количество месяцев.

$$\Delta \mathcal{E}_p = 6,8 * 1508,4 * 12 = 67446,5 \text{ тыс.руб}$$

Суммарная экономия энергозатрат равна:

$$\Delta \mathcal{Z}_{э} = \mathcal{E}_{нэ} + \Delta \mathcal{E}_p$$

$$\Delta \mathcal{Z}_{э} = 57210,6 + 67446,5 = 124157,1 \text{ тыс.руб}$$

Результаты расчетов сведены в таблицу 6.3.

					Финансовый менеджмент	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 6.3 - Калькуляция себестоимости по технологической подготовке нефти до и после проведения мероприятия

Статьи затрат	До внедрения	После внедрения	Изменение затрат
Сырье и основные материалы, тыс.руб.			
Вспомогательные материалы, тыс.руб.	72800	72800	-
Топливо, тыс.руб.	89587	89587	-
Электроэнергия, тыс.руб.	465030	340837	-124757
Амортизация, тыс.руб.	68970	71685	2715
Транспортные расходы, тыс.руб.	31587	31587	-
Услуги других цехов, тыс.руб.	104559	104559	-
Прочие производственные расходы, тыс.руб.	112050	112050	-
Цеховые расходы, тыс.руб.	214084	214084	-
Услуги на сторону, тыс.руб.	678056	678056	-
Итого затрат, тыс.руб.	1225723	1103681	-122042

Себестоимость одной тонны нефти после внедрения определяют по формуле:

$$C_2 = (Z_1 - \Delta Z) / (A_1 + \Delta A),$$

где Z_1 —общие эксплуатационные затраты до внедрения мероприятия, тыс.руб (таблица 5.1);

ΔZ - изменение эксплуатационные затраты после внедрения мероприятия, тыс.руб;

A_1 – объем добычи нефти до внедрения, тонн;

ΔA - изменение добычи нефти после внедрения, тонн.

$$C_2 = (11243753 - 122042) / (17982,5 + 0) = 620,8$$

					Финансовый менеджмент	Лист
						81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Снижение себестоимости продукции за счет внедрения определяется по формуле:

$$C_{cp} = 100\% * (C_1 - C_2) / C_1$$

$$C_{cp} = 100\% * (628,36 - 620,8) / 628,36 = 0,9\%$$

6.3 Расчет годового экономического эффекта

Экономический эффект мероприятия рассчитываем по формуле:

$$\mathcal{E}_m = (C_1 - C_2) * Q_n - E_n * \Delta K,$$

где \mathcal{E}_m – экономический эффект за расчетный период, руб;

C_1 – себестоимость одной тонны нефти до проведения мероприятия, руб;

C_2 – себестоимость одной тонны нефти после проведения мероприятия, руб;

Q_n – объем добычи нефти, тыс. тонн;

ΔK – капитальные вложения;

E_n – норматив проведения разновременных затрат и результатов,
 $E_n = 0,1$

$$\mathcal{E}_m = (628,36 - 620,8) * 17982,5 - 0,1 * 25 = 78050,47 \text{ тыс.руб}$$

Прирост прибыли, остающейся в распоряжении предприятия, определим по формуле:

$$\Delta \Pi = (C_1 - C_2) * Q_n - \Delta H / 100\% = (628,36 - 620,8) * 17982,5 - 0,35 = 76528,6 \text{ тыс.руб}$$

где $\Delta \Pi$ – прирост прибыли, остающийся на предприятии, тыс.руб

					Финансовый менеджмент	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ΔH –общая сумма налогов от дохода в соответствии с законодательством, составляет 35% от прибыли

Прибыль остающаяся в распоряжении предприятия определим по формуле:

$$П_т = \Delta П - \Delta П * \Delta H / 100\% = 76528,6 - 76528,6 * 35 / 100 = 49743,1 \text{ тыс.руб}$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 6.4

Таблица 6.4 – Экономическая эффективность

Показатели	До внедрения	После внедрения	Отклонения	
			абсолютное	%
Затраты на электроэнергию, тыс.руб	465030	340837	124757	31,8
Себестоимость одной тонны нефти, тыс.руб	628,36	620,8	7,56	0,9
Капитальные вложения, тыс.руб	-	25000,0	25000,0	-
Экономический эффект, тыс.руб	-	78050,47	78050,47	-
Прибыль остающаяся на предприятии, тыс.руб		49743,1	49743,1	-

5. Социальная ответственность.

ДНС является пожаро-взрывоопасным объектом, т. к. в процессе имеется значительное наличие нефти (легковоспламеняющаяся жидкость) с растворенным в ней попутным газом, при перекачке жидкости по трубам возникает статическое электричество, в технологической схеме имеются печи подогрева (открытый источник огня), электроагрегаты установки снабжаются электроэнергией 220, 380, 6000 в, а на электроды подается напряжение до 24000В. Применяемые на ДНС реагенты обладают токсичностью и являются опасными для здоровья человека. Вредное влияние, оказываемое нефтепродуктами на организм человека при систематическом соприкосновении с ними или вдыхание их паров, может привести к профзаболеваниям и отравлениям.

Наличие больших объемов ЛВЖ (нефти), попутного газа, открытого источника огня (камеры ПТБ), возникновение статического электричества и наличие электроэнергии до 24000 в и обуславливают повышенную опасность установок. Опасные факторы, действующие на ДНС:

- пожаровзрывоопасность - так как происходит использование, переработка на установке значительных количеств ЛВЖ (нефти) при ее сепарации, обезвоживании, перекачке и хранении в резервуаре;
- наличие избыточного давления, взрывоопасных газов в аппаратах на стадии сепарации и компремирования;
- использование в качестве топлива попутного газа;
- применение открытого пламени в печах;
- сжигание выбросов попутного газа на факелах;

					Реконструкция дожимных насосных станция в условиях филиала «Газпромнефть-Мвравленко»							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.		Дегтярёв В.В..			Социальная ответственность			Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Радюк К.Н..								84	104	
Консульт.		Немцова О.А						ТПУ гр. 3-2Б3А				
Рук-ль ООП		Брусник О.В.										

5.1 Анализ вредных факторов при реконструкции опасного производственного объекта.

В процессе эксплуатации ДНС следует осуществлять систематический контроль за осадкой фундаментов емкостей, насосов, трубопроводов, факела, основания резервуара. Профилактический осмотр оборудования станции должен производиться по графику, утвержденному главным инженером филиала.

Через каждый год работы станции необходимы зачистка и внутренний осмотр емкостей и резервуаров. Эксплуатацию сепарационного оборудования следует осуществлять по "Правилам устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением" ПБ-03-576-03. Эксплуатация насосов должна производиться в соответствии с требованиями технических условий БН 00.000.ТУ. Обслуживающий персонал должен постоянно контролировать давление и уровень жидкости в емкостях и дозировку химических реагентов.

Следует систематически следить за состоянием факела и факельного газопровода (даже неработающих), для чего не реже одного раза в 10 суток нужно продувать факельную систему газом из газопровода. При эксплуатации факела следует соблюдать требования "Правила устройства и безопасной эксплуатации факельных систем". ПБ 09-12-92.

Здания, сооружения и наружные установки ДНС относятся ко II категории устройства молниезащиты, тип зон защиты В.

К вредным факторам при реконструкции ОПО относят:

1. Климатические условия.

Работы на нефтегазодобывающих предприятиях часто проводятся на открытом воздухе, поэтому они связаны с воздействием на работающих различных метеорологических условий (температуры, влажности воздуха, ветра, естественных излучений). Неблагоприятные метеорологические условия могут являться причиной несчастных случаев. При высокой температуре понижается внимание, появляется торопливость и неосмотрительность; при низкой - уменьшается подвижность конечностей

					Социальная ответственность	Лист
						85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

вследствие интенсивной теплоотдачи организма.

При работе на открытом воздухе правилами техники безопасности предусмотрены мероприятия по защите рабочих от воздействия неблагоприятных метеорологических условий: снабжение обогрева рабочих и т.д.

2. Повышенный уровень шума.

На ДНС основным источником шума является насосная по перекачке жидкости, где уровень шума достигает 90 - 100 дБ, что соответствует нормам установленным СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Обслуживающий уровень, снижается индивидуальными средствами защиты (наушники).

3. Повышенный уровень вибрации

Источники вибрации: насосы, замерная установка.

В соответствии с СН 245-71 допустимые нормы вибрации при работе в насосной ДНС составляют 60 - 75 дБ [19].

Для ослабления колебаний применяют виброгасители и виброизоляторы.

4. Повышенная загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны

Основными взрыво- и пожароопасными, вредными и токсичными веществами, находящими в производстве являются: нефть с попутным нефтяным газом, деэмульгаторы и ингибиторы коррозии и парафиноотложения.

Характеристика вредных веществ, применяемых на производстве приведена в таблице 5.1

					Социальная ответственность	Лист
						86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 5.1 – Токсичные свойства опасных веществ, применяемых в производстве

Вещество	Агрегатное состояние при нормальных условиях	Реакционная способность	Цвет	ПДК, мг/м ³	Возможность превращения или выделения др. опасных веществ
Сырая нефть $\rho = 890 \text{ кг/м}^3$	Жидкость	Растворяет предельные твердые углеводороды	Буро-коричневый	300	Выделение легких фракций углеводородов
Попутный газ $\rho = 0,946 \text{ кг/м}^3$	Характерный запах, легче воздуха	Нет	Бесцветный	300	Нет
Метанол $\rho = 791 \text{ кг/м}^3$	Жидкость	Взаимодействует со щелочными металлами, окисляется сильными окислителями	Бесцветная	1,0	Нет
Дезэмульга-тор Separol ES-3344, 3388 $\rho = 850 \text{ кг/м}^3$	Прозрачная жидкость	Неизвестна	От светло-желтого до коричневого	Пары толуола – 50,0 Пары метанола – 5,0	Пары толуола, метанола
Ингибитор коррозии:- ФЛЭК-ИКр = 950кг/м ³	Вязкотекучая жидкость	Неизвестна	Желтый		Пары толуола, метанола.

В таблице 5.2 приведены меры предосторожности при возможном воздействии на человека вредных веществ на производстве.

Таблица 5.2 – Воздействие на человека, меры предосторожности, средства защиты [21].

Вещество	Воздействие на человека	Меры предосторожности	Средства защиты
Сырая нефть	Наркотическое отравление	Работать в хорошо проветриваемых помещениях	Вентиляция, резиновые перчатки, спецодежда
Попутный газ	Наркотическое отравление	Работать в хорошо проветриваемых помещениях	Вентиляция, индивидуальные средства защиты.
Метанол	При попадании в организм 5-10 мл вызывает тяжелое отравление, возможна потеря зрения; 30 мл и более – смертельно.	Хранить в закрытых емкостях с надписью «Яд», добавлять неприятно пахнущие вещества	Резиновые перчатки. Спецодежда
Дезэмульгатор ФЛЭК Д-012	Умеренно-опасное вещество. Раздражающе действует на глаза, дыхательную систему и кожу. Опасен при попадании внутрь	Работать в хорошо проветриваемых помещениях. Не использовать инструментов, дающих при ударе искру.	Спецодежда, очки

5. Недостаточная освещенность рабочей зоны. При освещении производственных помещений ДНС используется естественное – за счёт солнечного излучения, искусственное – за счёт источников искусственного света, и совмещённое освещение, что соответствует нормам СНиП 23 – 05 – 95. Технологическое оборудование по возможности размещено на открытых площадках согласно ВСН 39.1.06-84, что уменьшает вероятность образования взрывоопасных смесей.

5.2 Анализ опасных факторов при реконструкции опасного производственного объекта.

Рассмотрим опасные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при реконструкции опасного производственного объекта, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)

Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства (например, двуручное управление), предотвращающие травмирование. Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица имеющие на это право [20].

2. Высокое давление в сосудах и трубопроводах

Трубопровод, работающий под давлением от 5,5 до 9,8 мПа относится к аппаратам, работающим под давлением. Различные сосуды находящиеся под давлением имеют потенциальную опасность, которая при определенном действии может трансформироваться и в следствии повлечь за собой последствия. Потеря герметичности, то есть разгерметизация сосуда, который находится под давлением, имеет две группы опасности. Первая опасность связана с взрывом сосуда (установки) работающего под давлением. При взрыве появляется ударная волна, которая может принести большой ущерб жизни человека.

					Социальная ответственность	Лист
						89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таким образом, для управления работой и обеспечения безопасных условий эксплуатации сосуда в зависимости от назначения должны быть оснащены:

- запорной или запорно-регулирующей арматурой;
- приборами для измерения давления;
- приборами для измерения температуры;
- предохранительными устройствами;
- указателями уровня жидкости

3. Взрывоопасность и пожароопасность

Характеристика объектов по категориям и классам взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности определена согласно РД-00-148317-001-94; ПУЭ; НПБ 105-95, НПБ 107-97, ОНТП 24-86; ГОСТ 12.1.011-78.

Наиболее пожароопасными объектами являются: насосная перекачки нефти; резервуар РВС-5000; технологическая установка; установка ввода реагентов, БРХ.

В таблице 5.3 представлена характеристика сырья и реагентов по пожароопасности.

Таблица 5.3 – Характеристика пожароопасности сырья и реагентов

Характеристика	Нефть	Попутный нефтяной газ	Метанол
Класс опасности по ГОСТ	4	4	3
Температура вспышки, °С	-20...+35	-	8
Температура самовоспла-менения, °С	200..300	356	436
Нижний предел взрываемости, % об.	1,26	6	5,5
Верхний предел взрываемости, % об.	6,5	13,5	36,5

Характеристика производственных помещений и сооружений по пожаро- и взрывоопасности представлена в таблицах 5.4.

Таблица 5.4 – Классификация помещений, наружных установок и характеристика взрывоопасных смесей (НПБ 105-95, НПБ 107-97) [18]

Наименование помещений, наружных установок и оборудования	Категория по взрывопожарной и пожарной опасности (НПБ 105-95, НПБ 107-97)	Степень огнестойкости зданий	Классификация помещений и наружных установок по ПУЭ	
			Класс помещений	Категория и группа взрывоопасных смесей
Резервуар РВС-5000	Ан	-	В-1г	ПА-ТЗ
Насосная нефти	А	Ша	В-1а	ПА-ТЗ
Узел учета нефти	Ан		В-1г	ПА-ТЗ
Блок учета газа	А	Ша	В-1а	ПА-Т2
Установка ввода реагентов	Ан		В-1г	
-емкость деэмульгатора	Ан	-	В-1г	
-емкость ингибитора коррозии	Ан	-	В-1г	
-емкость метанола		-		
Факельная система	Ан	-	В-1г	
-установка факельная	Ан	-	В-1г	ПА-ТЗ
-насосный блок	А	Ша	В-1а	ПА-ТЗ
-блок запорно-регулирующий				ПА-Т2

Для нефтегазодобывающей отрасли промышленности, где находятся в обращении взрыво- пожароопасные и токсические вещества, используются разнообразные оборудование, технологии и методы, охрана труда приобретает важное значение.

Характеризуя ведение производственного процесса на ДНС можно сказать, что рабочие места и организация труда соответствуют пожароопасным,

санитарным нормам. Обеспечение безопасности труда ведется в соответствии с Федеральным Законом «Об основах охраны труда».

4. Электрический ток

Напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека, не должны превышать следующих значений:

- переменный (50 Гц) – U не более 2,0 В, I не более 0,3 мА;
- переменный (400 Гц) – U не более 3,0 В, I не более 0,4 мА;
- постоянный – U не более 8,0 В, I не более 1,0 мА.[12]

Напряжения прикосновения и токи для лиц, выполняющих работу в условиях высоких температур (выше 25°C) и влажности (относительная влажность более 75%), должны быть уменьшены в три раза [15]. Чтобы предупредить возможность случайного проникновения и тем более прикосновения к токоведущим частям, находящимся под напряжением, используются защитные сетчатые и смешанные ограждения (переносные временные ограждения и плакаты). Ограждению подлежат неизолированные токоведущие части выключателей, подающих напряжение на установки.

Для защиты от поражения электрическим током персонала необходимо использовать следующие средства индивидуальной защиты: диэлектрические перчатки и галоши (дежурные), резиновые коврики, изолирующие подставки. Для защиты от электрической дуги и металлических искр при сварке необходимо использовать: защитные костюмы, защитные каски или очки и т.п.

Защита взрывоопасных сооружений и наружных установок от прямых ударов молнии выполняется отдельно стоящими стержневыми

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

молниеотводами и прожекторными мачтами с молниеотводами. Все металлические, нетоковедущие части электрооборудования, которые могут оказаться под напряжением вследствие нарушения изоляции, заземляются, т.е. присоединяются к многократно заземляющемуся нулевому проводу.

Для защиты от электрической индукции и отвода зарядов статического электричества все технологическое оборудование и аппараты заземляются путем присоединения к защитному контуру заземления или специально сооружаемому для этой цели очагу заземления. Предусматривается глухое заземление нейтрали силовых трансформаторов на стороне низкого напряжения. Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 4 Ом. Для обеспечения безопасности обслуживающего персонала от поражения электрическим током предусматривается защитное зануление и устройства защитного отключения (УЗО).

5.3 Экологическая безопасность

При эксплуатации оборудования на ДНС в атмосферу выделяются постоянные выбросы, а также аварийные сбросы при выходе из строя оборудования и трубопроводов.

Загрязнение воздушного бассейна происходит в результате поступления в него:

- продуктов сгорания попутного газа на факелах, в трубчатых печах, в котельной;
- утечек вредных веществ через дыхательные клапаны резервуаров нефти;
- вредных веществ от оборудования, размещаемого в блочных помещениях через воздухопроводы или дефлекторы;
- вредных веществ через вентиляционные трубы, воздушники ёмкостей;
- вредных веществ через неплотности фланцевых соединений сепараторов, ёмкостей.

					Социальная ответственность	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Все источники, подлежащие контролю по загрязнению атмосферы, делятся на две категории:

- к первой категории относятся источники с большими выбросами вредных веществ, так называемые организованные выбросы (труба котельной, факел), которые должны контролироваться систематически;

- ко второй категории относятся так называемые неорганизованные выбросы ("большие" и "малые" дыхания резервуаров, пропуски во фланцевых соединениях, выбросы при продувке аппаратов и трубопроводов).

Результаты расчётов удельных показателей выбросов от основного оборудования приведены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Расчёты удельных показателей выбросов

Цех, производство	Наименование вредного вещества	Валовый выброс т/год/%	Удельный выброс на единицу продукции (т/тыс.т)
Дренажная ёмкость (40 м ³)	Углеводороды пред.С ₁ -С ₅	0,567/0,174	0,00010125
Насосная станция 1. Насос нефтяной	Углеводороды пред.С ₁ -С ₅	1,387/0,425	0,00024768
	Углеводороды пред.С ₆ -С ₁₀	0,513/0,157	9,1607*10 ⁻⁵
2. Насос пластовой воды	Углеводороды пред.С ₁ -С ₅	1,915/0,587	0,00034196
Резервуар- отстойник пластовой воды РВС-3000	Углеводороды пред.С ₁ -С ₅	0,120/0,037	2,1429*10 ⁻⁵
Печь трубчатая ПТБ-10А	Оксид углерода	33,5/10,270	0,00598214
	Азота диоксид	3,830/1,174	0,00068393
	Азота оксид	76,5/23,454	0,01366071
Узел учёта нефти	Углеводороды пред.С ₁ -С ₅	1,255/0,384	0,00022411
	Углеводор. пред.С ₆ -С ₁₀	0,464/1,142	8,2857*10 ⁻⁵
Факельное хозяйство Факел	оксид Углерода	24,90/7,634	0,00444643
	диоксид Азота	0,199/0,061	3,5536*10 ⁻⁵
	Метан	5,554/1,703	0,00099179
	Сажа	2,988/0,916	0,00053357
	Бенз(а)пирен	7,96*10 ⁻⁹ /	1,25*10 ⁻¹²

5.4 Безопасность при чрезвычайных ситуациях.

Чрезвычайная ситуация (ЧС) из СП 11 -107-98 –это состояние, при котором нарушается нормальное условие жизни и деятельность человека на объекте, определённой территории, когда возникает угроза здоровья и жизни человека, нанося ущерб имуществу населения, а также ущерб природной среды . Более частые возникновения ЧС, происходят из-за ошибок при неправильном технологическом процессе, нарушение техники безопасности, при проектирование.

Для борьбы с пожарами при реконструкции ДНС должны быть оснащены первичными средствами пожаротушения в соответствии с СНиП 2.11.03-93:

1. Огнетушащие вещества (вода, песок, земля);
2. Огнетушащие материалы (грубошерстные куски материи — кошмы, асбестовые полотна, металлические сетки с малыми ячейками и т. п.);
3. Немеханизированный ручной пожарный инструмент (багры, крюки, ломы, лопаты и т. п.);
4. Пожарный инвентарь (бочки и чаны с водой, пожарные ведра).

Причины возникновения аварийных ситуаций и неполадок технологического процесса можно условно объединить в следующие группы:

- отказы (неполадки) оборудования;
- ошибочные действия персонала;
- внешние воздействия природного и техногенного характера.

Специфической особенностью большинства объектов нефтегазовой промышленности является наличие значительного объема нефти и газа, что обуславливает возникновение аварий, пожаров, взрывов, затоплений, опасного заражения местности и атмосферы сильнодействующими ядовитыми веществами.

В результате разрушений технологических емкостей, аппаратов и оборудования происходит разлив больших количеств легковоспламеняющихся

					Социальная ответственность	Лист
						95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

жидкостей. В этих ситуациях предотвращают разлив горящих жидкостей устройством дополнительного обвалования ловушек, отводом её в безопасные места или ликвидации повреждения на аппарате, путем его отключения от общей системы.

Приведем расчет чрезвычайной ситуации: вероятный взрыв буферной емкости при этом объем газовой воздушной смеси Q_T берется равным 20% от объема аппарата. Объем емкости $V=200 \text{ м}^3$

20% от объема равно: $0,2 \cdot 200 = 40 \text{ м}^3$

Масса газа в аппарате равна: $Q = V \cdot \rho = 40 \cdot 2,16 = 86,4 \text{ кг}$ (0,0864 т).

Рассчитаем параметры взрыва аппарата. Взрыв газовой воздушной смеси показан с Рисунком 5.1. Избыточное давление в зоне детонационной волны $\Delta P_{\phi 1} = 900 \text{ (кПа)}$.

Радиус зоны детонационной волны определяем по уравнению:

$$R_1 = 18,5 \cdot \sqrt[3]{Q} = 18,5 \cdot \sqrt[3]{0,0864} = 8,178 \text{ м}$$

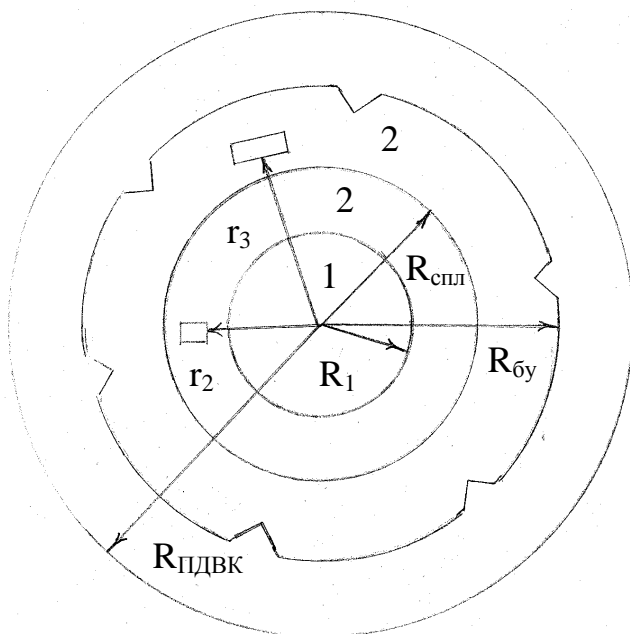


Рисунок 5.1 – Взрыв газовой воздушной смеси

Зона детонационной волны; 2. Зона ударной волны; $R_{\text{спл}}$ радиус зоны смертельного поражения людей; $R_{\text{бу}}$ радиус безопасного удаления,

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Социальная ответственность

Лист

96

$\Delta P_{\phi} = 5$ (кПа); $R_{\text{ПДВК}}$ радиус предельно допустимой взрывобезопасной концентрации; R_1 радиус зоны детонационной волны (м); r_2 и r_3 расстояния от центра взрыва до элемента предприятия в зоне ударной волны.

Радиус зоны смертельного поражения людей:

$$R_{\text{CM}} = 30 \cdot \sqrt[3]{Q} = 30 \cdot \sqrt[3]{0,0864} = 13,26 \text{ м}$$

Ближайший объект, где находятся люди (операторная), расположен на расстоянии $r_2 = 200$ м от данного аппарата, где давление во фронте ударной волны $\Delta P_{\phi 2} = 3,6$ КПа (по таблице 5.7)

Таблица 5.7 – Значения давления во фронте ударной волны.

$\Delta P_{\phi 1}$, КПа	Значение $\Delta P_{\phi 2}$ на расстояниях от центра взрыва в долях от (r_2/R_1)															
	1	1.05	1.1	1.2	1.4	1.6	2.0	3.0	4.0	6.0	8.0	10	12	15	20	30
900	900	486	279	207	162	99	86	45	26	14	9	7	5	4.5	2.7	1.8

Радиус безопасного удаления считается при условии, что $\Delta P_{\phi} = 5$ КПа:

$$R_{\text{БУ}} = 12R = 12 \cdot 8,178 = 98,136 \text{ м}$$

Можно сделать вывод, что при взрыве данного аппарата, люди находящиеся в операторной останутся живыми. Вероятность разрушения близко расположенных производственных и хозяйственных объектов практически отсутствует.

5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

Регулирование проектных решений в законодательном аспекте, зачастую относится к человеку и охране окружающей среды.

Производство ремонтно-восстановительных работ проводится сотрудниками, которые работают вахтовым методом. Согласно статьи 299

					Социальная ответственность		Лист
							97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

НК, работа вахтовым методом приравнивается к сверхурочной и оплачивается в повышенном размере. Работникам организаций, финансируемых из федерального бюджета, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места расположения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы (далее - надбавка) в следующих размерах: в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях –

75% тарифной ставки (оклада); в районах Сибири и Дальнего Востока
50% тарифной ставки (оклада); в остальных районах – 30% тарифной
ставки (оклада).

Компенсационные выплаты, произведенные лицам, выполняющим работы вахтовым методом, не подлежат обложению налогом на доходы физических лиц и единым социальным налогом на основании п. 3 ст. 217 и подп. 2 п. 1 ст. 238 Налоговый кодекс .

Защита окружающей среды при ремонте магистральных нефтепровода чаще всего связана в обеспечении производства работ без значительных разливов нефти, а также в рекультивационных операциях возможных мест попадания нефтепродуктов в почву.

Законом об охране окружающей среды регулируются следующие положения. Эксплуатирующая организация при возникновении разливов нефти и нефтепродуктов обязана:

1) обеспечить в порядке, установленном Правительством Российской Федерации, оповещение федеральных органов исполнительной власти, определяемых соответственно Президентом Российской Федерации, Правительством Российской Федерации, а также органов государственной власти субъектов Российской Федерации и органов местного самоуправления

					Социальная ответственность	Лист
						98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

на территориях, которые примыкают к участку разлива нефти и нефтепродуктов, о факте разлива нефти и нефтепродуктов;

2) обеспечить организацию и проведение работ по локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов в соответствии с планом предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов;

3) принимать меры по защите жизни и сохранению здоровья работников эксплуатирующей организации и иных людей, находящихся непосредственно в районе разлива нефти и нефтепродуктов, а также при необходимости проводить их эвакуацию;

4) принимать меры по защите и сохранению водных биоресурсов;

5) обратиться в порядке, установленном Правительством Российской Федерации, федеральные органы исполнительной власти, определяемые

соответственно Президентом Российской Федерации, Правительством Российской Федерации, для привлечения дополнительных сил и средств в целях осуществления мероприятий по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов в случае, если разлив нефти и нефтепродуктов произошел в объеме, не позволяющем обеспечить его устранение на основе плана предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов;

6) возместить в полном объеме вред, причиненный окружающей среде, в том числе водным биоресурсам, жизни, здоровью и имуществу граждан, имуществу юридических лиц в результате разливов нефти и нефтепродуктов, а также расходы на привлечение дополнительных сил и средств для осуществления мероприятий по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов.

					Социальная ответственность	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Заключение

В данной выпускной квалификационной работе представлено комплексное обследование объектов сбора и подготовки нефти и воды с целью разработки технологических и технических решений по повышению эффективности и надежности, действующих и вновь вводимых технологических установок и оборудования в филиале «Газпромнефть-Муравленко».

В области подготовки нефти по-прежнему сохраняется тенденция к централизации сбора основной продукции – нефти и газа на ЦППН для получения товарной продукции. При этом предварительное обезвоживание добываемой нефти все чаще локализуется на ДНС, на которых при строительстве новых или при реконструкции действующих, сооружаются установки предварительного сброса воды (УПСВ).

Анализ предлагаемых результатов от внедрения комплексной корпоративной программы по организации сброса пластовой воды на ДНС показал существенное снижение нагрузки по жидкости на ЦППН и снижение обводненности жидкости, поступающей на ЦППН.

Экономия текущих затрат от ввода УПСВ: на перекачку жидкости от ДНС до ЦППН; на перекачку пластовой воды от ЦППН на КНС; на перекачку воды от ДНС(УПСВ) до КНС; на обслуживание насосов; на подготовку нефти и пластовой воды на ЦППН; на порывы нефтепроводов; на порывы водоводов; на ингибитор коррозии.

Для повышения эффективности транспорта обводненной нефти, необходимо разгрузить герметизированную систему сбора продукции скважин путем организации УПСВ на ДНС.

					Реконструкция дожимных насосных станция в условиях филиала «Газпромнефть-Муравленко»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Десятяров В.В.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Радюк К.Н.					100	104
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б3А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Использование установок предварительного сброса воды позволит:

- уменьшить энергозатраты на встречную перекачку балластной воды;
- снизить затраты на приобретение ингибиторов коррозии для защиты нефтесборных трубопроводов, обусловленных уменьшением объемов пластовой воды, перекачиваемой по системе трубопроводов;
- снизить капитальные вложения при реконструкции нефтесборных трубопроводов, после организации предварительного сброса воды;
- улучшить экологическую безопасность эксплуатации систем сбора и подготовки нефти.

Анализируя проделанную работу, можно сделать следующий вывод: разработанные мероприятия позволяют успешно решать задачу по реконструкции системы сбора и подготовки нефти в условиях филиала «Газпромнефть-Муравленко».

					Заключение	Лист
						101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Список литературы

1. Маринин Н.С., Сватеев Ю.Н. Разгазирование и предварительное обезвоживание нефти в системах сбора. – М.: Недра,-1982.-52с.
2. Годовой отчет «Газпромнефть-Муравленко» за 2015 год.
3. Годовой отчет «Газпромнефть-Муравленко» за 2015 год.
4. РД 39-0004-90//ВНИИСПТ нефть – 1990.
5. Никитин Ю.М., Персиянцев М.Н., Редькин Н.Н. Диагностика процесса предварительного обезвоживания нефти.//Нефтяное хозяйство.-1995.-8.с.13-15.
6. Маринин Н.С., Набатов Л.Ю., Гловацкий Е.А. Направления совершенствования технологии подготовки нефтепромысловых сточных вод.//В сб.Добыча, сбор и подготовка нефти и газа на месторождениях Западной Сибири//Тр. Института СибНИИНП.-1979.-с.51-54.
7. <http://hydraulic-drive.ru/osnovy-gidravliki/332-osnovnyie-harakteristikilaminarnogo-i.html> 32с
8. Рабинович Г.Г., Рябых П.М. Расчеты основных процессов и аппаратов нефтепереработки. Справочник. М., Химия, 1979.
9. Фахрутдинов С.З., Шевалдин И.Е. Экономика, организация и планирование производственно - технического обслуживания в нефтяной промышленности. М., Недра, 1980.
10. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды к транспорту. – М.: Недра, 1972. – 324 с.
11. Ахметов С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа: Учебное пособие для вузов. – Уфа: Гилем, 2002. – 672 с.
12. ГОСТ 12. 0. 003 – 74.ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. 68-77с.

					Реконструкция дожимных насосных станций							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.		Дегтярёв В.В..			Список литературы			Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Радюк К.Н..								102	104	
Консульт.								ТПУ гр. 3-2Б3А				
Рук-ль ООП		Брусник О.В.										

13. ГОСТ 12. 1. 003 – 83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. 66с
14. ГОСТ 12. 1. 012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. 66с
15. ГОСТ 12. 1.004 – 91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (01.07. 92). 77-75с
16. ГОСТ 12. 1. 030 - 81 ССБТ. Защитное заземление, зануление. 72с
17. ГОСТ 12. 1. 010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования. 77с
18. ГОСТ 12. 1. 007 – 76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с изм. 1990г.).
19. ГОСТ 12. 1. 038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. 98
20. ГОСТ 12. 1. 019 -79 (с изм. №1) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
21. ППБ 01 -03. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. –Москва 2003г. 72-75с

					Список литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		104